

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID**  
**ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR**



**PROYECTO FIN DE CARRERA**  
**DISEÑO DEL CAMPO DE HELIOSTATOS PARA TORRES**  
**SOLARES DE RECEPTOR CENTRAL**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y FLUIDOS**  
**INGENIERÍA INDUSTRIAL: ESPECIALIDAD TECNOLOGÍAS**  
**ENERGÉTICAS**

Autor: Alfonso Gómez Cristóbal

Tutor: D. Domingo José Santana Santana

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN .....	4
1. INTRODUCCIÓN AL PROYECTO.....	5
2. EL SOL.....	6
2.1. EL SOL Y SU ENERGÍA.....	6
2.2. LA CONSTANTE SOLAR .....	7
2.3. RADIACIÓN SOLAR EXTRATERRESTRE .....	8
2.4. RADIACIÓN SOLAR A NIVEL DE SUELO .....	10
2.5. EL RECURSO SOLAR .....	14
3. CENTRALES DE CONCENTRACIÓN SOLAR.....	18
3.1. INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA.....	18
3.2. TIPOS DE CENTRALES DE CONCENTRACIÓN SOLAR .....	21
3.2.1. SISTEMAS DE TORRE CON RECEPTOR CENTRAL.....	22
3.2.2. SISTEMAS CILÍNDRICO-PARABÓLICOS.....	23
3.2.3. REFLECTORES LINEALES FRESNEL.....	26
3.2.4. DISCOS PARABÓLICOS .....	29
3.3. CENTRALES DE CONCENTRACIÓN SOLAR EN ESPAÑA .....	31
3.4. OTRAS APLICACIONES DE LAS TECNOLOGÍAS DE CONCENTRACIÓN SOLAR.....	34
4. CENTRALES DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE TORRE.....	37
4.1. INTRODUCCIÓN .....	37
4.2. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL.....	40
4.3. INVESTIGACIÓN, DESARROLLO Y ESTADO DEL ARTE.....	41
4.4. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO .....	42
4.5. SISTEMAS DE RESPALDO E HIBRIDACIÓN.....	46
4.6. CONSIDERACIONES TÉCNICAS.....	48
4.6.1. POSICIÓN DEL SOL.....	48
4.6.1.1. ÁNGULOS TIERRA-SOL.....	48
4.6.1.1.1. ÁNGULO HORARIO .....	49
4.6.1.1.2. ÁNGULO DE DECLINACIÓN.....	52
4.6.1.1.3. ÁNGULO DE LATITUD .....	54
4.6.1.2. ÁNGULOS OBSERVADOR-SOL.....	55
4.6.1.2.1. ÁNGULO DE ALTITUD SOLAR .....	56
4.6.1.2.2. ÁNGULO CENITAL SOLAR.....	57

4.6.1.2.3.	ÁNGULO DE AZIMUT SOLAR.....	57
4.6.1.3.	VISIÓN GEOMÉTRICA DEL RECORRIDO SOLAR.....	57
5.	MODELADO MATEMÁTICO .....	60
5.1.	INTRODUCCIÓN .....	60
5.2.	PROBLEMÁTICA .....	60
5.3.	PUNTO DE DISEÑO .....	61
5.4.	DATOS DE PARTIDA .....	63
5.5.	PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA .....	65
5.5.1.	CAMPO DE HELIOSTATOS.....	65
5.5.2.	EFICIENCIA .....	67
5.5.2.1.	FACTOR DE BLOQUEO .....	68
5.5.2.2.	FACTOR DE SPILLAGE O DESBORDAMIENTO.....	68
5.5.2.3.	FACTOR DE ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA .....	69
5.5.3.	REFLEXION SOBRE UN PUNTO FIJO .....	70
5.5.4.	FLUJO SOBRE EL RECEPTOR.....	73
5.5.5.	ESTRATEGIAS DE APUNTAMIENTO.....	76
5.6.	RESULTADOS .....	78
5.6.1.	ANÁLISIS PRELIMINAR .....	79
5.6.2.	EFFECTO DEL FACTOR DE BLOQUEO .....	82
5.6.3.	EFFECTO DE LA ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA .....	89
5.6.4.	EFFECTO DEL PUNTO DE DISEÑO .....	93
5.6.5.	EFFECTO DEL COSENO.....	98
5.6.6.	EFFECTO DE LAS ESTRATEGIAS DE APUNTAMIENTO .....	99
5.6.7.	VALORES EXPERIMENTALES .....	104
5.7.	CONCLUSIONES .....	106
6.	GLOSARIO DE SÍMBOLOS, UNIDADES, ABREVIATURAS, ACRÓNIMOS O TÉRMINOS .....	108
7.	REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA .....	110
	LISTA DE ILUSTRACIONES .....	113
	LISTA DE TABLAS.....	116
A.	ANEXOS .....	117
A.1.	ANEXO I: CÓDIGO FUENTE DE LA PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA EN MATLAB .....	117

## RESUMEN

En el presente proyecto se va a presentar una modelización matemática, en la aplicación Matlab, para realizar el diseño preliminar de un campo solar de heliostatos de una central termoeléctrica, basada en la tecnología de concentración solar con receptor central de torre.

Primero, se estudiará el principal recurso energético con el que cuenta la humanidad, el Sol, sus características, cómo llega su energía a la Tierra en forma de radiación, y los distintos procesos que determinan la distribución del recurso solar por el planeta.

Posteriormente, se detallarán las principales tecnologías existentes basadas en técnicas de concentración solar, que aprovechan este recurso energético para la producción de electricidad, su implantación en el actual sistema eléctrico español, además de otras potenciales aplicaciones de dicha tecnología.

Una vez conocidas las distintas tecnologías de concentración solar, se centrará la atención más en profundidad en las centrales solares de torre, su principio básico de funcionamiento, su desarrollo actual y futuro, así como sus posibilidades en la producción eléctrica, ya que es el tipo de central que se ha utilizado en la modelización.

Después, se comentará la implementación realizada mediante un programa matemático, que realizará el complicado diseño óptimo inicial de un campo solar, a partir de un algoritmo simplificado y parámetros básicos iniciales de diseño, el cálculo de su eficiencia, así como del flujo solar que recibirá el receptor central por parte de los heliostatos.

## 1. INTRODUCCIÓN AL PROYECTO

El objetivo del presente proyecto es la creación, programación e implementación informática de un algoritmo matemático que permita realizar el diseño preliminar de un campo solar de heliostatos en una central de producción de energía eléctrica basada en la tecnología de concentración solar con receptor central de torre.

El diseño preliminar de un campo solar, debe definir y estudiar las coordenadas de posición para cada uno de los heliostatos que forman el campo solar de forma individual, para determinar su posición más adecuada, evaluar la eficiencia óptica, estudiar y reducir las pérdidas por bloqueo y sombras que se producen por la interacción entre heliostatos, conocer las pérdidas por desbordamiento en la interacción del flujo solar con el receptor, y que permita analizar el rendimiento general de la planta de forma preliminar para cualquier punto de diseño dado.

Es una forma rápida y flexible de conocer el comportamiento del campo de heliostatos, siendo el primer paso necesario para la evaluación y diseño posterior en detalle de un campo solar, mediante sistemas de optimización más costosos computacionalmente.

Esta implementación debe también permitir estudiar el comportamiento del flujo solar sobre el receptor, reflejado por cada uno de los heliostatos, de forma que se puedan analizar y evaluar los procesos de intercambio de calor que se producirán, permitiendo el dimensionamiento correcto de la instalación, y los materiales y fluidos de trabajo a emplear.

Además, debe ayudar a definir las distintas estrategias de apuntamiento a seguir, evaluando su eficiencia y actuación, lo que permitirá estudiar el efecto de la homogeneización del flujo solar sobre la superficie del receptor, para así, reducir el impacto producido por los elevados gradientes térmicos que aparecen sobre los materiales estructurales empleados en la construcción de los receptores, y de otras instalaciones de la torre como los intercambiadores de calor.

## 2. EL SOL

### 2.1.EL SOL Y SU ENERGÍA

El Sol, nuestra particular y única fuente de energía renovable para la humanidad, es una estrella situada en el centro del sistema solar, que emite energía continuamente en forma de radiación electromagnética en cantidades extremadamente elevadas y de forma constante a lo largo del año.

Se formó hace ya más de 4.650 millones de años, y dispone de combustible suficiente para los próximos 5.000 millones de años; está compuesto por un 73,46% de hidrógeno, 24,85% de helio, 0,77% de oxígeno, 0,29% de carbono, y el 0,63% restante se reparte entre otros elementos como hierro, azufre, neón, nitrógeno, silicio o magnesio.

La intensidad de la emisión de energía emitida por el Sol en forma de radiación electromagnética, es equivalente a la intensidad energética emitida por la superficie de un cuerpo negro a una temperatura de 6.000K.

La energía radiada por el Sol procede de las reacciones termonucleares que se producen en su interior, en el núcleo, donde átomos de hidrógeno se combinan para formar átomos de helio, produciéndose en esta reacción de fusión nuclear, una pérdida de masa, que se transforma en energía, según la ecuación de Einstein. La conversión cada segundo de 564 millones de toneladas de hidrógeno en 560 millones de toneladas de helio, producen una cantidad de energía de  $3,83 \cdot 10^{26}$  W, es decir, cada segundo el Sol produce 760.000 veces la producción energética anual a nivel mundial.

Características físicas del Sol	
Edad	$4,5 \times 10^9$ años
Esperanza de vida estimada	$10 \times 10^9$ años
Diámetro medio	$1,392 \times 10^6$ km
Volumen	$1,412 \times 10^{18}$ km <sup>3</sup>
Masa	$1,9891 \times 10^{30}$ kg
Superficie	$6,0877 \times 10^{12}$ km <sup>2</sup>
Densidad	
Media	$1,408 \times 10^3$ kg/m <sup>3</sup>
Núcleo	$1,622 \times 10^5$ kg/m <sup>3</sup>
Temperatura	
Superficie	6.050 K
Corona	5.000 K
Fotosfera	5.778 K
Núcleo	15.700.000 K
Radiación solar	
Global:	$3,83 \times 10^{26}$ W
Por unidad de superficie:	$6,33 \times 10^7$ W/m <sup>2</sup>
A 1UA:	$1,367$ W/m <sup>2</sup>
Pérdida de masa	$4,1 \times 10^9$ kg/s

Tabla 1. Características físicas del Sol.

Sin embargo, hay tres razones fundamentales por las que no se puede aprovechar esta cantidad inmensa de energía: La Tierra se encuentra alejada del Sol, y la energía emitida por él se extiende y difumina a lo largo del sistema solar, alcanzando a la Tierra sólo una pequeña parte de ella. Además, la Tierra gira sobre sí misma, por lo que cualquier dispositivo de recolección de energía solar situado en la superficie de la Tierra sólo podrá recibir radiación durante una parte de cada día. Otro factor son las condiciones atmosféricas y climatológicas que envuelven la superficie de la Tierra. La mejor atmosfera posible para la captación de energía solar produce unas pérdidas de al menos un 30% adicional sobre la energía recibida en el límite de la atmósfera terrestre.

Características orbitales del Sol	
Distancia a la Tierra	Media: $1,496 \times 10^{11} \text{ m} = 1 \text{ UA}$
	Variación: 1,016735 a 0,98329 AU

Tabla 2. Características orbitales del Sol.

## 2.2.LA CONSTANTE SOLAR

La tasa a la cual la energía solar llega a la Tierra por unidad de superficie se denomina “irradiación solar” o “insolación”. La unidad de medida de la irradiación solar es el vatio por metro cuadrado [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]. Es una medida instantánea y puede variar con el tiempo. El valor de la irradiación solar máxima se utiliza como parámetro de diseño de un sistema de recolección de energía para determinar la tasa pico de energía entrante en el sistema.

Para el diseño de sistemas de captación de energía solar, también es necesario saber cuánta energía solar incide sobre un colector en un periodo de tiempo, como un día, una semana o un año. A este valor se le denomina “radiación solar” o “irradiación”, y su unidad de medida son los julios por metro cuadrado [ $\text{J}/\text{m}^2$ ], aunque a menudo se utiliza la más habitual de vatios-hora por metro cuadrado [ $\text{Wh}/\text{m}^2$ ]. La radiación solar no es más que la integración o suma de la irradiación solar durante un periodo de tiempo.

La intensidad de la radiación en la superficie solar es aproximadamente  $6,33 \times 10^7 \text{ W}/\text{m}^2$ . Dado que la radiación decae con la distancia al cuadrado, tras el viaje de la radiación de  $1,496 \times 10^{11} \text{ m}$  ó 1 UA por el espacio, distancia que separa el Sol a la Tierra, la energía que se recibe sobre un área de  $1 \text{ m}^2$  de superficie en la Tierra se reduce a  $1.367 \text{ W}$ , como se aprecia en la ilustración 1.

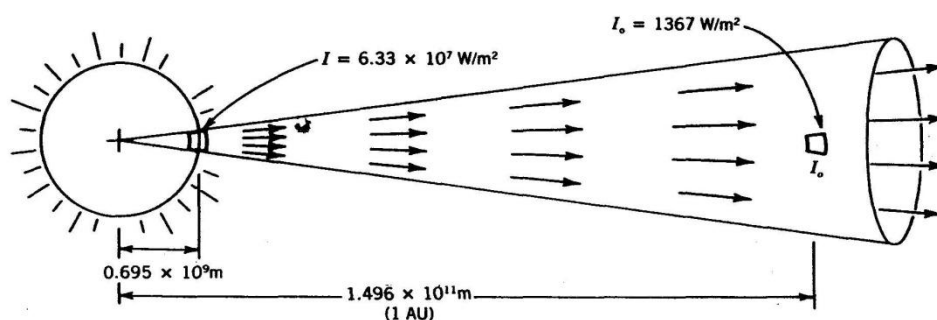


Ilustración 1. Variación de la radiación solar con la distancia.

La intensidad de la radiación emitida por el Sol se puede considerar como constante, luego la intensidad de la radiación solar que llega a la Tierra también lo es, y a dicho valor se le denomina constante solar  $I_{SC}$ .

$$I_{SC} = 1.367 \frac{W}{m^2}$$

En realidad no es propiamente una constante, ya que el Sol sufre fluctuaciones caóticas de muy pequeña amplitud, además de oscilaciones periódicas descritas como ciclos de actividad de 11 años de duración, así como de variaciones tendenciales por las cuales el brillo del Sol ha ido creciendo lentamente a lo largo de su historia, pero sí se puede considerar como un parámetro que a corto y medio plazo varía dentro de márgenes muy estrechos. Estas variaciones diarias y mensuales se han cuantificado no superiores a un 0,25%, y los cambios producidos en los ciclos de actividad de 11 años no superan el 1% de variación.

Dado que la sección transversal de la Tierra es de 127,4 millones de  $km^2$ , la energía recibida es del orden de  $1,74 \times 10^{17} W$ .

El tamaño angular aparente del disco solar se puede calcular en función del diámetro de la fotosfera y la distancia Tierra-Sol. A una distancia de 1 UA, el tamaño angular del Sol es de 9,3mrad (0,553°), pero como la distancia Tierra-Sol no es constante a lo largo del año, el tamaño aparente puede variar en torno  $\pm 1,7\%$ .

El valor de la constante solar tiene una influencia primordial y un impacto notable en el clima, los procesos geológicos externos, y la vida. Se ha calculado que una caída de sólo el 1 por ciento de la “producción” de radiación solar del Sol, podría disminuir la temperatura media global de la Tierra en más de 1°C. Considerar que la Tierra se cubriría enteramente por hielo si la radiación solar se redujese únicamente un 6%.

## 2.3.RADIACIÓN SOLAR EXTRATERRESTRE

El espectro de la radiación del Sol justo antes de su paso a través de la atmósfera terrestre se muestra en la ilustración 2 a continuación:

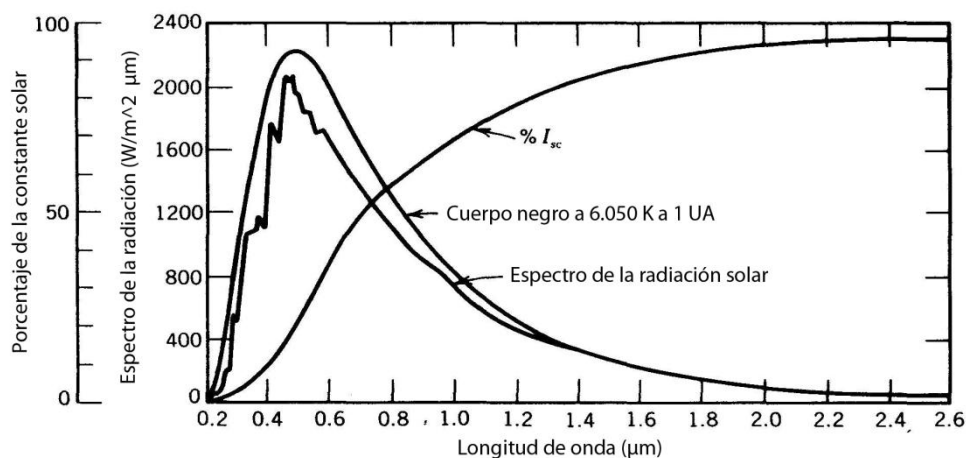


Ilustración 2. Espectro de la radiación solar extraterrestre.

Se puede observar la diferencia en el espectro de la irradiación entre la radiación solar y la radiación producida por un cuerpo negro que se encuentra a 6.050 K.



Es importante destacar que alrededor del 45% de la energía del Sol llega a la Tierra en longitudes de onda correspondientes al espectro visible (entre 0,3 y 0,7 micrómetros). Sólo un poco más del 1% de la energía llega en forma de longitudes de onda más cortas, como radiación UV o rayos X solares. El resto de la energía, el 54%, se encuentra en la región infrarroja del espectro.

El espectro de la radiación solar sufre ligeros cambios al atravesar la atmósfera de la Tierra.

Debido a la órbita ligeramente elíptica de la Tierra, la intensidad de la radiación recibida fuera de la atmósfera de la Tierra también varía. El valor de la intensidad de la radiación solar se reduce con el cuadrado de la distancia Tierra-Sol, con lo que la irradiación solar varía un  $\pm 3,4\%$  con la irradiancia máxima que ocurre en el perihelio (distancia Tierra-Sol más pequeña) y con la irradiancia mínima que sucede en el afelio (distancia Tierra-Sol más grande).

$$I_0 = I_{sc} \left[ 1 + 0,034 \cdot \cos \left( \frac{360 \cdot N}{365,25} \right) \right]$$

Donde  $N$  es el número del día, e  $I_0$  la radiación total recibida en el exterior de la atmósfera terrestre.

Un concepto muy claro y divulgativo y además uno de los más utilizados en los modelos de irradiación solar, es la irradiación solar extraterrestre que cae sobre una superficie horizontal. Se considera una superficie plana justo en el exterior de la atmósfera terrestre y en paralelo a la superficie de la Tierra que se encuentra por debajo. Cuando esta superficie se enfrenta al Sol (normal a un rayo central), la irradiación solar que incide sobre ella será  $I_0$ , el valor máximo de irradiancia solar posible. Si la superficie no es normal al Sol, la radiación solar que cae sobre ella se reducirá con el coseno del ángulo entre la superficie normal y un rayo central del Sol.

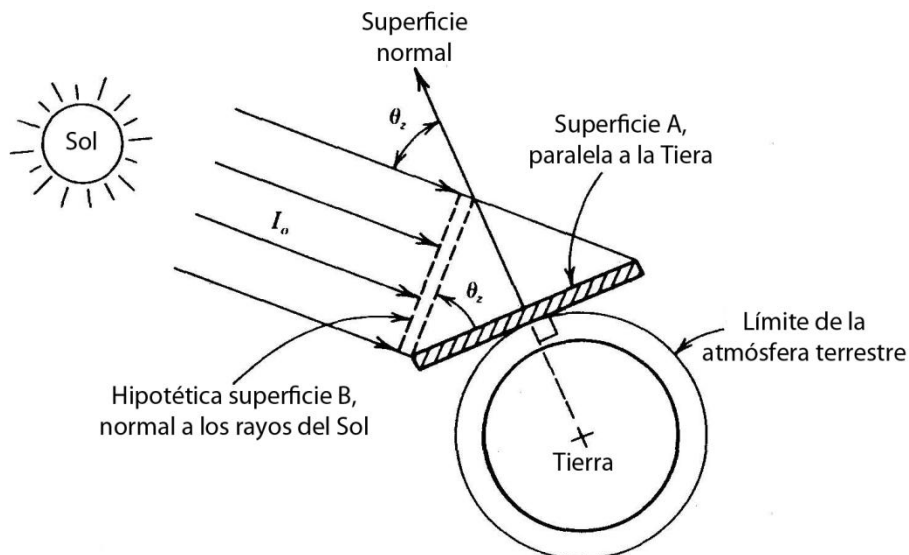


Ilustración 3. Efecto de coseno sobre la radiación solar extraterrestre.

En la ilustración anterior, se observa que la radiación solar que incide sobre ambas superficies es la misma, sin embargo, el área de la superficie A es mayor que la de su proyección, la hipotética superficie B, por lo que la relación de energía solar por unidad de superficie que cae en la superficie A es menor que en la superficie B.

La radiación solar extraterrestre que incide sobre una superficie paralela al suelo es:

$$I_{0,h} = I_0 \cdot \cos \theta_z$$

Dónde  $I_0$  es la irradiación solar extraterrestre, y el ángulo  $\theta_z$  el formado por ambas superficies, que corresponde también al ángulo cenital solar, definido posteriormente en el capítulo sobre la posición relativa del sol respecto de un observador (véase apartado 4.6.1). El valor límite  $I_{0,h}$  sobre un lugar específico un día y momento determinado puede ser obtenido a partir de ambos valores a partir de la ecuación anterior conocidos  $I_0$  y  $\theta_z$ .

Esta reducción de la radiación debida al coseno del ángulo entre la radiación solar y una superficie normal se llama efecto coseno, concepto muy importante, casi fundamental, en la optimización de la orientación de concentradores solares.

Debido al efecto del coseno, la irradiación solar extraterrestre sobre la horizontal varía cíclicamente en función del giro de la Tierra sobre sí misma.

La cantidad de radiación solar recibida sobre una superficie horizontal fuera de la atmósfera constituye un límite superior a la cantidad de radiación que caerá sobre una superficie horizontal debajo de la atmósfera terrestre. También se describe el efecto del coseno sin la complicación de considerar la masa de aire o la cubierta de nubes.

## 2.4.RADIACIÓN SOLAR A NIVEL DE SUELO

Como la radiación solar pasa a través de la atmósfera hasta alcanzar el suelo, es absorbida (razón de algunos calentamientos que se producen en la atmósfera), reflejada (razón por la cual los astronautas pueden ver la Tierra desde el espacio), dispersada (razón por la cual se puede leer un libro bajo una sombra, por ejemplo de un árbol), y transmitida directamente (razón por la cual hay sombras).

En la superficie de la Tierra, el Sol tiene una intensidad menor, un color diferente y una forma distinta a lo que se puede observar por encima de la atmósfera.

El efecto de la atmósfera es fundamental: en días claros y con una atmósfera favorable provoca la reducción de la entrada de la radiación solar extraterrestre en un 30%, que puede llegar a ser de hasta el 90% en días muy nublados.

La ilustración 4 da una muestra del rango de absorción y dispersión (hacia adelante y atrás) debida a diferentes componentes de la atmósfera.

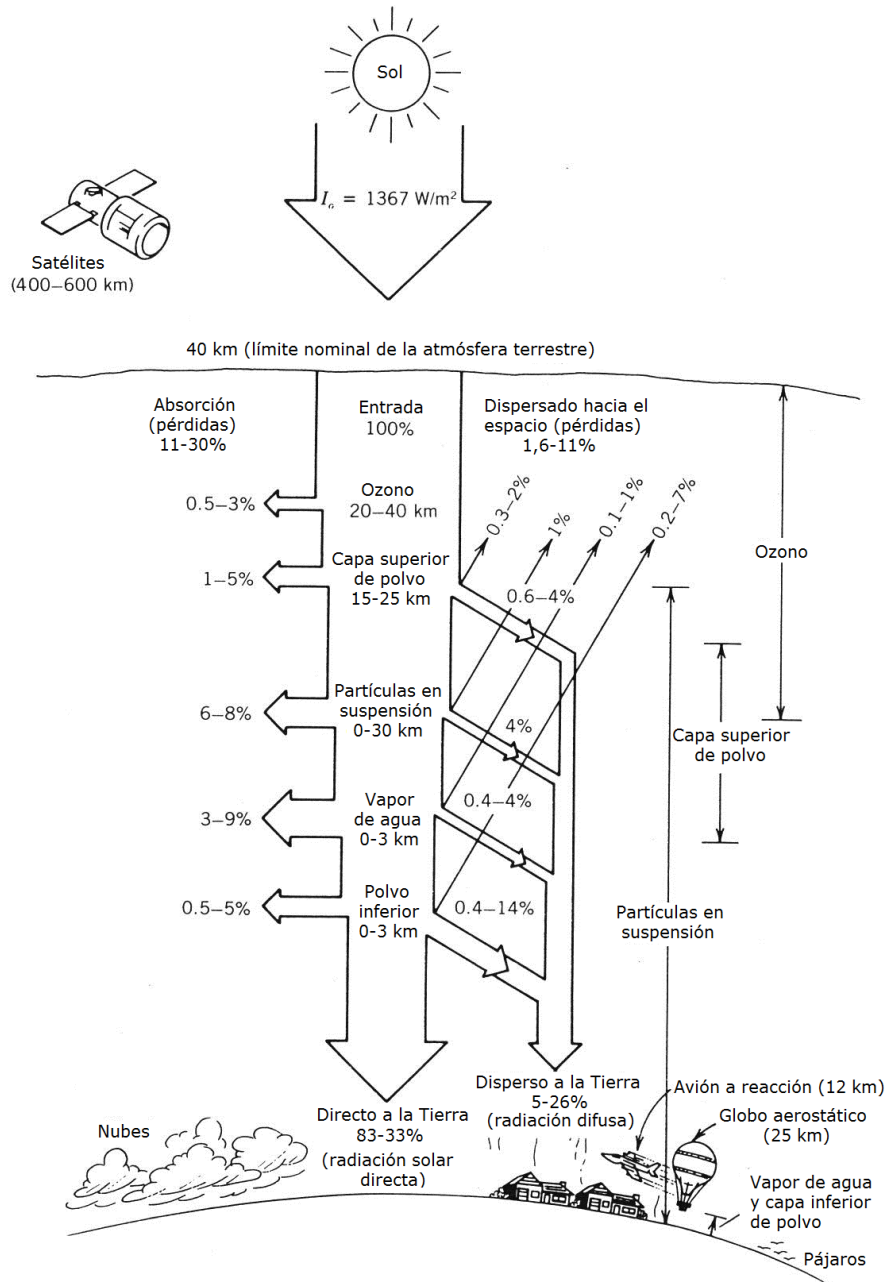


Ilustración 4. Pérdidas de energía de la radiación solar incidente para un cielo claro.

En la superficie de la Tierra se pueden percibir los rayos directos o la radiación solar directa que proviene directamente del disco solar, y una radiación solar difusa o dispersa que parece provenir de todas las direcciones del cielo. Se va a utilizar el término directo para expresar la radiación solar que proviene directamente del disco solar, y el término difuso para identificar la radiación solar procedente del resto de direcciones.

La suma de la radiación solar difusa y de la radiación solar directa se denomina radiación solar global o total de la radiación solar.

En un día despejado, la radiación solar directa representa alrededor del 80% o 90% de la cantidad total de energía solar que llega a la superficie de la Tierra. Las sombras se producen debido al bloqueo local de la componente directa de la radiación solar. En un día nublado o

con niebla, cuando no se puede ver el Sol, la componente directa de la radiación solar es cero, y no hay sombras.

La componente directa de la radiación solar es de principal interés para el diseño de sistemas de energía solar de alta temperatura, ya que puede ser concentrada en pequeñas áreas mediante el uso de espejos o lentes, mientras que no se puede hacer lo mismo con la componente difusa.

La componente difusa o dispersa de la radiación solar es lo que nos permite observar las sombras. Si no hubiese componente difusa de la radiación solar, el cielo aparecería negro como la noche y las estrellas serían visibles durante el día. Este fenómeno es el que observaron los primeros astronautas en la Luna, donde no hay una atmósfera para dispersar la radiación solar.

Como representa la ilustración 4, la radiación difusa o dispersa es el resultado de dispersión aguas abajo de la radiación solar por el nitrógeno, oxígeno, moléculas de agua, gotas de agua y motas de polvo en suspensión en la atmósfera. La cantidad de esta dispersión depende de la cantidad de agua y polvo en la atmósfera, y de la altitud de la posición del observador respecto del nivel del mar.

Dado que la radiación solar difusa no se puede concentrar, sólo se puede recoger dicha radiación difusa mediante colectores solares de placas planas (sin concentración) y algunos tipos de concentradores de baja temperatura (con ángulos muy amplios de incidencia). Muy pocos tipos de colectores utilizados en aplicaciones industriales pueden utilizar la componente difusa de la radiación solar.

La variación de estos factores, la aparición de gotas de agua (es decir, nubes), que atenúan la componente directa de la radiación y varían la componente difusa, es la principal variable desconocida en el diseño de sistemas de recolección de energía solar. Por ello, se hace un elevado esfuerzo en la medición, catalogación y desarrollo de modelos analíticos para predecir y estimar estos efectos.

El espectro de la radiación solar también varía tras su paso por la atmósfera terrestre. Además de una reducción de la intensidad, el espectro de la radiación solar que llega a la superficie de la Tierra también se modifica a su paso por la atmósfera. Los procesos que tienen lugar incluyen la dispersión de Rayleigh, la producida por partículas (como polvo o agua) en suspensión, y la absorción debida al ozono, vapor de agua, y al dióxido de carbono. Todos estos procesos dependen no sólo de la condición temporal de la atmósfera, sino también de la cantidad de rayos de sol que pasan a través de ellos.

Este último factor se mide en términos de la masa de aire, que es simplemente la relación entre la distancia que la radiación solar viaja a través de la atmósfera de la Tierra, y la distancia que viajaría si el Sol estuviese directamente encima.

Para una radiación solar que provenga directamente de la vertical se dice que pasa a través de una masa de aire de 1,0 a nivel del mar. Una radiación solar procedente de un ángulo cenital de 60°, pasaría a través de aproximadamente dos veces la longitud del camino perpendicular, por lo tanto, una masa de aire de 2,0.

La siguiente expresión determina la aproximación de masa de aire para cualquier ángulo cenital  $\theta_z$ :

$$\text{masa de aire} = \frac{1}{\cos \theta_z + 0,50572(96,07995 - \theta_z)^{-1,63364}}$$

Dónde el ángulo cenital  $\theta_z$  es dado en grados. Al caer el sol ( $\theta_z = 90^\circ$ ), la expresión ofrece un valor de la masa de aire de 37,92, y por ello hay muy poca radiación solar que alcance la superficie de la Tierra al atardecer.

Para altitudes distintas al nivel de mar, la masa de aire calculada anteriormente se reduce por la relación entre la presión atmosférica local con la presión normal atmosférica a nivel del mar.

El efecto de la atmósfera de la Tierra sobre el espectro de la radiación solar se muestra en la ilustración 5 para distinta masas de aire, a nivel del mar.

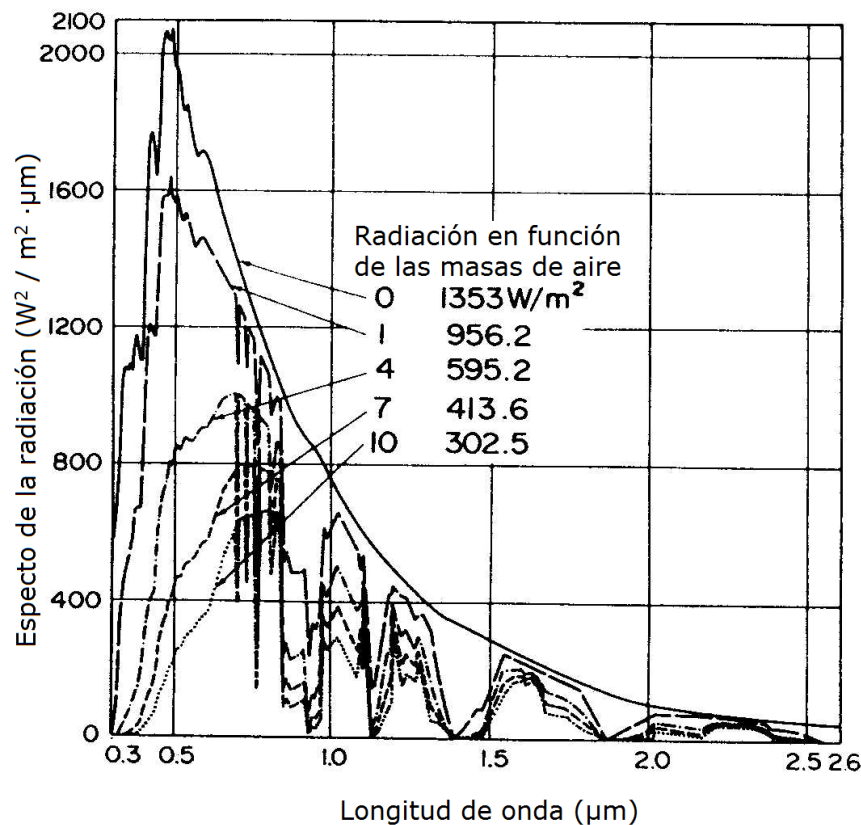


Ilustración 5. Espectro de la radiación solar a nivel de suelo para diferentes masas de aire asumiendo una atmósfera estándar y un día de cielo claro.

Se pueden apreciar los efectos de la absorción por parte del vapor de agua y del dióxido de carbono en la región de infrarrojos (longitud de onda mayor de  $0,7 \mu m$ ). También se aprecia la reducción de la luz azul y violeta (longitud de onda  $0,3 - 0,4 \mu m$ ) debido a la existencia de partículas y la dispersión de Rayleigh, y la reducción de la luz UV (longitud de onda menor de  $0,3 \mu m$ ), debido mayoritariamente al ozono existente en las partes altas de la atmósfera.

Ello explica por qué en los amaneceres y en las puestas de sol aparece una luz rojiza, ya que la luz del Sol debe pasar en esos momentos a través de más de 30 masas de aire. Para pequeños

valores de masa de aire (en las montañas cerca del mediodía solar) hay abundancia de luz ultravioleta y luz visible de longitud de onda corta, lo que explica la necesidad de protección solar y de utilización de gafas de sol en las montañas.

## 2.5.EL RECURSO SOLAR

El Sol es la fuente básica de energía para cualquier sistema energético solar. El conocimiento de la cantidad y calidad de la energía solar disponible para una cierta localización o punto geográfico específico es de importancia transcendental para el diseño de cualquier sistema de aprovechamiento de la energía solar.

Aunque la radiación solar es relativamente constante en el exterior de la atmósfera terrestre, tomando el valor de la constante solar, debido a la rotación de la Tierra, la órbita asimétrica alrededor del sol, la composición de la atmósfera y la influencia de los fenómenos meteorológicos puede causar amplias variaciones de la radiación disponible en la superficie de la tierra de un punto a otro.



Ilustración 6. Áreas del mundo con una elevada radiación solar.

La ilustración 6 muestra las regiones del mundo que reciben una elevada cantidad de radiación solar, regiones donde los sistemas de aprovechamiento de energía solar producirán la mayor cantidad de energía para un tamaño del campo de colectores dado. Sin embargo, la energía solar se encuentra disponible en todo el planeta, y sólo se necesita ampliar el tamaño del campo de colectores para conseguir la misma cantidad de energía solar, calor o electricidad que en las regiones sombreadas.

La primera tarea para el diseño de una instalación de aprovechamiento de energía solar es determinar la cantidad y calidad de la energía solar disponible, tanto instantáneamente como a largo plazo, en el punto geográfico seleccionado para la instalación de un sistema de aprovechamiento de la energía solar.

Los rayos de Sol topan con la superficie de la tierra tanto de forma directa como indirecta, a través de numerosas reflexiones y desviaciones de los haces en la atmósfera. En días claros, la radiación directa representa del 80% al 90% de toda la energía solar que alcanza la superficie de la Tierra. En días nublados o con niebla, la componente directa es fundamentalmente nula.

La componente directa de la radiación solar es la de mayor interés para los diseñadores de sistemas solares de alta temperatura porque puede ser concentrada en pequeñas áreas utilizando espejos o lentes, mientras que con la componente difusa no se puede.

La energía solar que utilizan las plantas basadas en la concentración solar, se mide como radiación directa normal incidente (DNI, *Direct Normal Irradiance* en inglés, Radiación Directa Normal), y es la energía recibida en una superficie perpendicular a los rayos de Sol.

La radiación solar directa sobre la superficie de la Tierra se mide utilizando un pirheliómetro, también llamado piranómetro.



Ilustración 7. Piranómetro.

Las medida de la radiación solar incidente, DNI, proporciona únicamente una primera aproximación al potencial de generación eléctrica de una planta de concentración solar. En la práctica, lo que más importa es la variación de la luz solar a lo largo de un día: por debajo de un cierto umbral de luz solar directa diaria, las plantas de concentración solar no ofrecen producción neta, debido a las pérdidas constantes de calor en el campo solar.

Diseñadores y desarrolladores de plantas de concentración solar típicamente sitúan el umbral inferior de la DNI entre  $1.900 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{año}$  y  $2.100 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{año}$ . Por debajo de dicho valor, otros tipos de tecnologías solares que pueden aprovechar tanto la radiación directa como la difusa, tales como la fotovoltaica, tienen mayores ventajas competitivas.



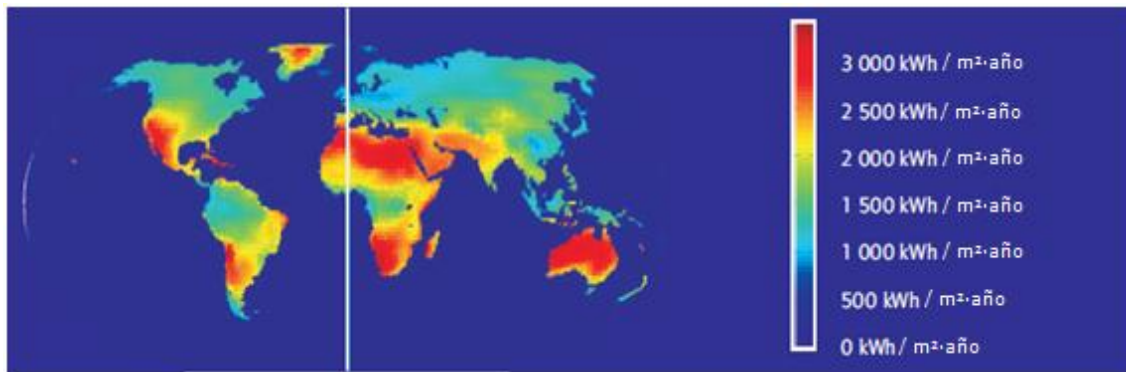


Ilustración 8. Distribución geográfica del recurso solar para aplicación de concentración solar.

Las principales diferencias en la luz solar directa disponible de un lugar a otro derivan de la composición de la atmósfera y de la meteorología. Una buena DNI se encuentra generalmente en zonas áridas y semiáridas con fiables cielos claros, que generalmente se extienden a unas latitudes de entre 15º y 40º Norte o Sur. En las regiones más cercanas al Ecuador, la atmósfera es por lo general demasiado nubosa y húmeda en verano, y a mayores latitudes el clima es generalmente demasiado nublado. La DNI es también considerablemente mejor a mayores altitudes, donde la absorción y la dispersión de los rayos de sol son mucho menores.

Los costes de generación eléctrica mediante tecnologías de concentración solar y la viabilidad de los proyectos dependen en gran medida de la localización del proyecto. Un buen emplazamiento debe disfrutar de un elevado nivel de radiación a lo largo del año para obtener la máxima producción eléctrica.

De este modo, las áreas más favorables para aprovechar el recurso solar mediante tecnologías de concentración solar son el norte y sur de África, Oriente Medio, el noroeste de la India, el suroeste de los Estados Unidos, México, Perú, Chile, la región occidental de China y Australia. Otras áreas que podrían ser adecuadas son el extremo sur de Europa y Turquía, otras localizaciones en la región sur de los Estados Unidos, países del Asia Central, distintas regiones de Brasil y Argentina, y otras partes de China.

Recientes intentos para realizar un mapa mundial del recurso de la radiación directa incidente, DNI, se han basado en datos procedentes de satélites, como muestra la ilustración 8. Mientras que los mapas existentes del recurso solar coinciden en los valores de DNI más favorables, su nivel de acuerdo y precisión se disipa cuando se trata de los menos favorables. Existen importantes diferencias, en particular respecto a la idoneidad del noroeste de China. No obstante, se pueden lograr medidas más precisas a través de la monitorización a nivel de suelo; los resultados de los satélites deben ser ampliados con medidas terrestres para una precisión suficiente.

Varios estudios han evaluado en detalle el potencial de regiones clave (generalmente los Estados Unidos y el norte de África), dando especial consideración a la disponibilidad de terreno: sin almacenamiento, las plantas de concentración solar requieren sobre las 2 hectáreas de terreno por MWe, en función de la DNI y de la tecnología.

Incluso a pesar de que los “cinturones solares” en la Tierra son relativamente estrechos, el potencial técnico de la concentración solar es enorme.



Si se desarrollasen completamente las aplicaciones de la concentración solar, el potencial en el suroeste de los Estados Unidos cubrirían las necesidades eléctricas de todo el país varias veces. El potencial en Oriente Medio y el norte de África cubriría unas 100 veces las actuales necesidades de consumo de Oriente Medio, el Norte de África y la Unión Europa a la vez.

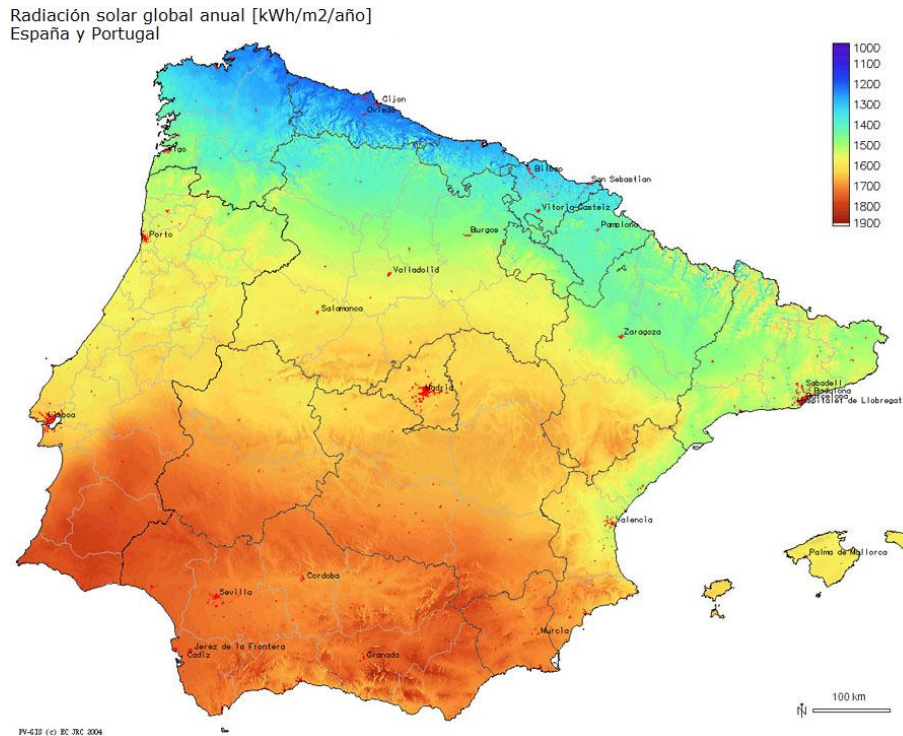


Ilustración 9. Mapa de la irradiación total anual de la Península Ibérica.

En resumen, la tecnología de concentración solar sería capaz de producir suficiente electricidad sin emisiones o con bajas tasas de emisiones de CO<sub>2</sub> para satisfacer la demanda global. Un desafío clave al que se enfrenta, sin embargo, es que la demanda de electricidad no está siempre situada cerca de las regiones con mejores recursos solares para la tecnología de concentración solar.

### 3. CENTRALES DE CONCENTRACIÓN SOLAR

#### 3.1.INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA

Las Centrales Solares Termoeléctricas (CET) son, sin duda, una de las tecnologías energéticas renovables que pueden hacer un aporte considerable de electricidad no contaminante en el medio plazo.

El concepto básico de funcionamiento de las plantas de producción de energía mediante sistemas de concentración solar es relativamente sencillo: dispositivos de concentración solar emplean la energía procedente de los rayos solares incidentes, energía en forma de radiación electromagnética, para conseguir el calentamiento de un fluido y alcanzar elevadas temperaturas. Este fluido de trabajo calentado es utilizado, bien para obtener directamente energía mecánica al hacerlo pasar por una turbina de vapor, o bien para calentar un segundo fluido de trabajo en un intercambiador de calor, fluido que será utilizado posteriormente de la misma forma para obtener energía mecánica, y con ella generar electricidad.

Las plantas de generación de energía eléctrica mediante concentración solar están formadas por dos partes bien diferenciadas: una, el campo solar, que recoge la radiación solar incidente y la convierte en calor aprovechable, y otra, el bloque de potencia, que convierte la energía calorífica recolectada en el campo solar, en electricidad.

El calor recogido en el campo solar es absorbido y canalizado mediante un fluido de trabajo, y es utilizado a través de un generador convencional para producir energía eléctrica. Tras la etapa compuesta por los equipos propiamente solares, concentrador óptico y receptor solar, este esquema tiene muchas similitudes con las tecnologías termoeléctricas convencionales, basadas en la conversión mecánica del calor, obtenido mediante combustibles fósiles, tales como el carbón, el gas o el petróleo, y la posterior generación eléctrica.

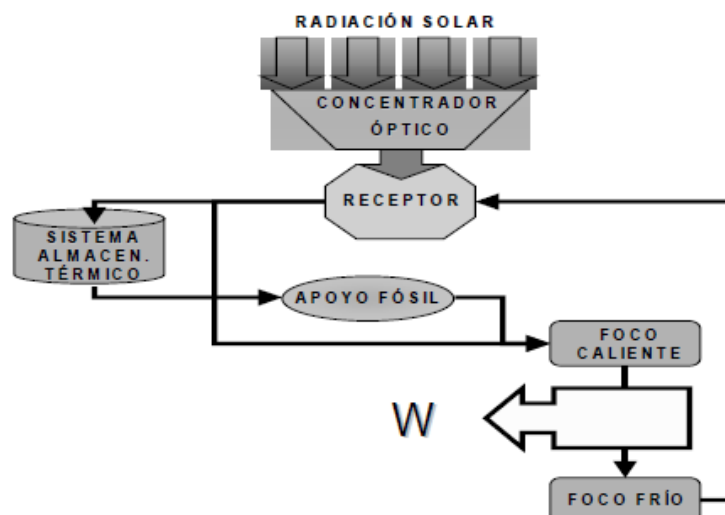


Ilustración 10. Esquema general de los procesos en centrales solares termoeléctricas.

El tamaño de las instalaciones actuales de concentración solar puede variar de forma apreciable, desde los 10 kW hasta los 100 MW de potencia instalada, en función de la fecha de diseño de la instalación y de la tecnología empleada en la planta. El mayor complejo de

producción de energía basada en tecnología de concentración solar es la “Solar Energy Generating Systems” (SEGS), situada en el desierto de Mojave, California, Estados Unidos, compuesto por 9 plantas de producción, con una potencia total instalada de 354 MWe, y una generación media de 71 MWe (factor de capacidad del 21%), basada en la utilización de concentradores solares cilíndrico-parabólicos.



Ilustración 11. Vista aérea de la planta “Solar Energy Generating Systems”, en EEUU.

A principios de 2010, la potencia instalada en centrales de producción de energía basadas en sistemas de concentración solar en todo el mundo se acercaba a 1 GW. Con los proyectos actualmente en desarrollo, o bajo construcción en más de una docena de países (incluida China, India, Marruecos, España y Estados Unidos), se espera alcanzar los 15 GW de potencia instalada.

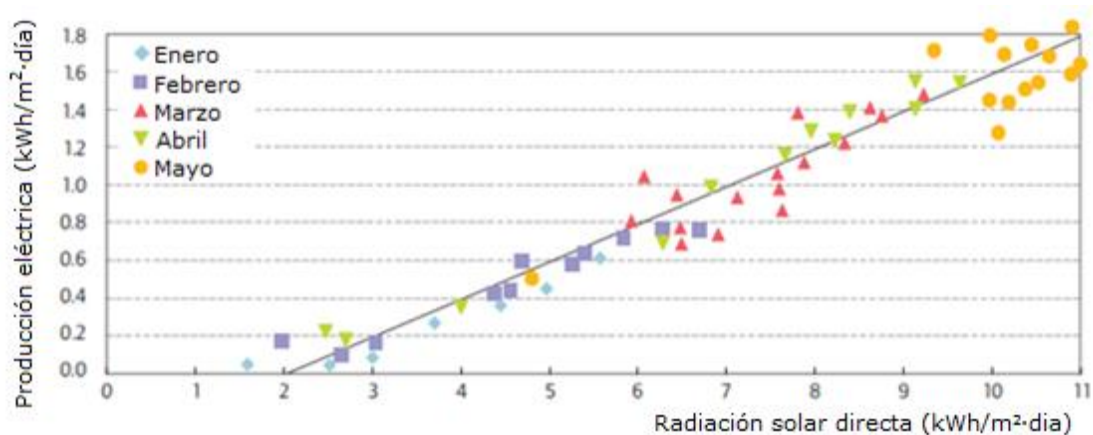


Ilustración 12. Generación de la planta SEGS en kWh/m²·día en función de la radiación normal incidente en kWh/m²·día.

En función de las conexiones a la red y las necesidades energéticas, algunos sistemas de generación utilizan mecanismos para el almacenamiento de energía térmica para el

abastecimiento energético durante periodos nublados o durante la noche, extendiendo la operatividad y disponibilidad de la planta y aumentando la gestionabilidad de la energía producida. También se pueden combinar sistemas de gas natural como sistema auxiliar de generación, resultando plantas de energía híbridas.

Estos atributos, junto con la mayor eficiencia energética de los sistemas de conversión de energía solar a eléctrica, hacen de los sistemas de concentración solar una fuente de energía renovable muy atractiva en regiones con elevadas tasas de radiación solar.

Actualmente hay cuatro tecnologías avanzadas de concentración solar que están siendo promovidas internacionalmente:

- Sistemas de torre con receptor central.
- Sistemas cilíndrico-parabólicos.
- Reflectores lineales Fresnel.
- Discos parabólicos.

Cada tecnología dispone de distintos grados de madurez tecnológica, y de distintos diseños y configuraciones.

Los sistemas cilíndrico-parabólicos representan la mayor parte del mercado actual de sistemas de producción de energía de concentración solar, aunque el resto tecnologías están incrementando rápidamente su importancia y cuota de mercado.

Cada una de las anteriores tecnologías se explicará en detalle en posteriores apartados (véase apartado 3.2).

La cantidad de energía generada por una planta de concentración solar dependerá directamente de la cantidad de radiación solar recibida.

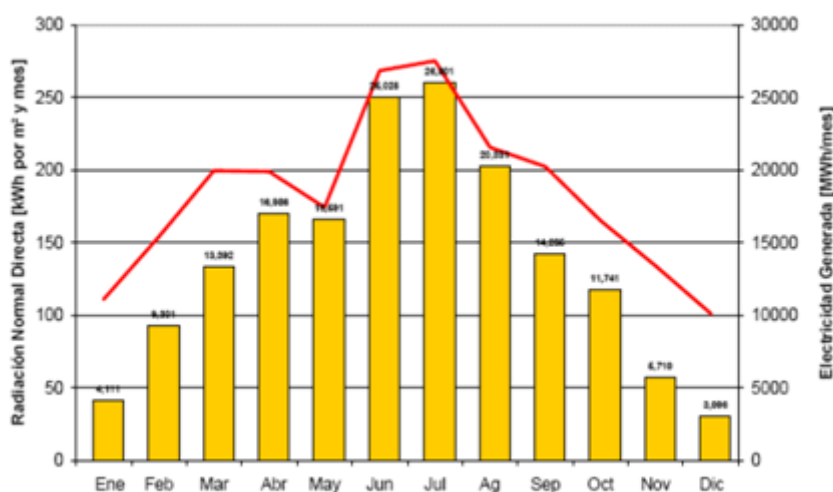


Ilustración 13. Generación eléctrica y radiación normal directa en la central ANDASOL-1.

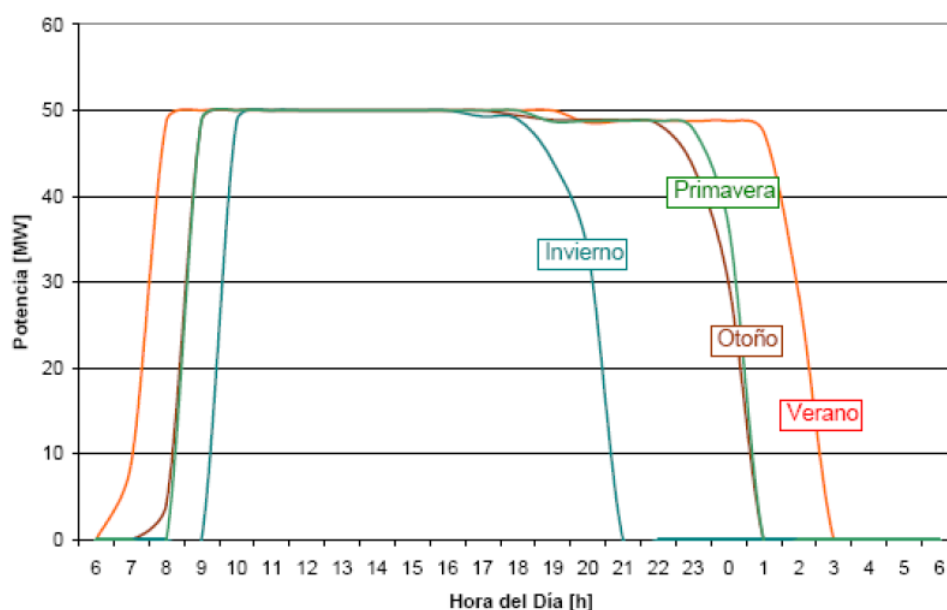


Ilustración 14. Generación eléctrica en función de la hora del día y estación del año en la central ANDASOL-1.

Al igual que los sistemas de generación de energía mediante tecnología solar fotovoltaica, las tecnologías de concentración solar sólo utilizan la luz o radiación solar directa, en lugar de la radiación solar difusa.

A pesar del indudable potencial de las tecnologías de concentración solar y del éxito operacional de las plantas SEGS, en California, cuyos 354 MW suministran desde hace 15 años el 90% de la electricidad comercial de origen solar en el mundo, la realidad muestra que todavía no se ha conseguido el deseado punto de inflexión y que las CET tengan aceptación y un uso comercial amplio.

### 3.2.TIPOS DE CENTRALES DE CONCENTRACIÓN SOLAR

En la actualidad, hay cuatro familias principales de tecnologías CSP, que se pueden clasificar por la forma de enfocar los rayos del sol y la tecnología utilizada para recibir la energía del sol.

	Foco	
	Foco lineal ( <i>Line focus</i> )	Foco puntual ( <i>Point focus</i> )
Receptor	Los colectores siguen el sol a lo largo de un único eje y centran la radiación en un receptor lineal. Esto hace simple el seguimiento del sol.	Los colectores siguen el sol a lo largo de dos ejes y centran la radiación en un único punto. Esto permite mayores temperaturas.



<p><b>Fijo</b></p> <p>Los receptores fijos son dispositivos estacionarios que permanecen independientes del dispositivo de enfoque de la planta. Esto facilita el transporte del calor recogido al bloque de generación.</p>	<p><b>Reflectores lineales Fresnel</b></p>	<p><b>Sistemas de torre con receptor central</b></p>
<p><b>Móvil</b></p> <p>Receptores móviles se mueven a la vez que el dispositivo de enfoque. Tanto en diseños de foco lineal como foco puntual, los receptores móviles recogen más energía.</p>		
	<p><b>Sistemas cilíndrico-parabólicos</b></p>	<p><b>Discos parabólicos</b></p>

Tabla 3. Familias de la tecnología de concentración solar.

### 3.2.1. SISTEMAS DE TORRE CON RECEPTOR CENTRAL

Los sistemas de torre con receptor central generan electricidad a partir del calor obtenido por la concentración de la radiación solar sobre un intercambiador de calor situado en una torre, denominado receptor, sobre el que se refleja la radiación solar concentrada, utilizando una gran cantidad –de cientos a miles– de espejos que siguen la pista del sol durante todo el día, denominados heliostatos, reflejando los rayos del sol sobre el receptor situado en lo alto de la torre.

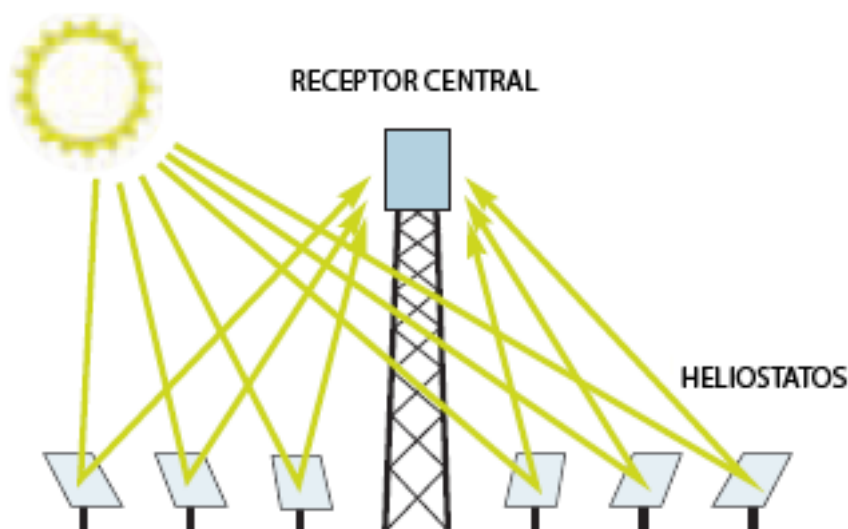


Ilustración 15. Esquema de una central de concentración solar de tipo torre con receptor central.

En el intercambiador de calor situado en el receptor se produce el intercambio radiativo-convectivo. La transferencia de calor al fluido que circula por el interior se utiliza para producir

vapor, que posteriormente se empleará para producir electricidad mediante un generador eléctrico convencional, de forma semejante a una planta de generación de energía térmica convencional.

Los primeros diseños de sistemas de torre con receptor central utilizaban vapor como fluido de trabajo. En cambio, los diseños actuales utilizan sales fundidas de nitratos, debido su superior capacidad para la transferencia de calor, y sus posibilidades para el almacenamiento de energía. Otros diseños modernos utilizan aire como medio de transferencia de calor por su elevada temperatura y su buena manejabilidad.

Debido a los altos flujos de radiación incidente, es posible trabajar a altas temperaturas e integrarse en ciclos de potencia más eficientes de forma escalonada, admitiendo fácilmente el funcionamiento híbrido (en combinación con combustibles fósiles) en una gran variedad de configuraciones. También tiene el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad, mediante el uso de sistemas de almacenamiento térmico, pudiéndose plantear ya en la actualidad sistemas que superan las 4.500 horas equivalentes al año de producción.

Estas instalaciones son adecuadas para aplicaciones de generación eléctrica en un rango de 30 a 400 MWe, aunque actualmente las plantas comerciales existentes ofrecen una potencia menor.

### 3.2.2. SISTEMAS CILÍNDRICO-PARABÓLICOS

Las centrales solares basadas en este sistema, se constituyen por filas paralelas de reflectores, compuestos cada uno de ellos por un espejo de forma cilíndrico-parabólica, que refleja la radiación solar directa incidente sobre él, en un tubo receptor, situado en el foco de la parábola, por el que circula un fluido de trabajo.

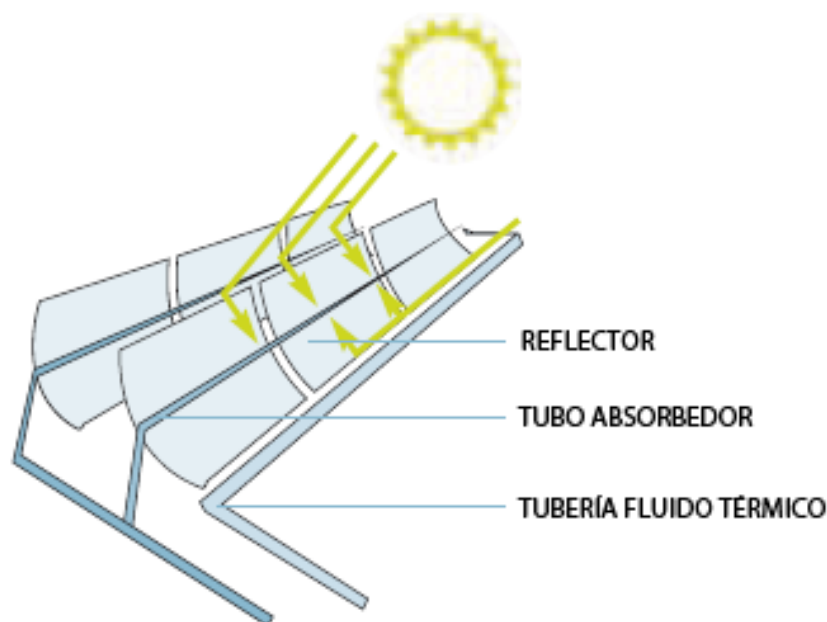


Ilustración 16. Esquema de una central solar con concentradores cilíndrico-parabólicos.

La tecnología de concentradores cilíndrico-parabólicos es actualmente la más probada de todas las tecnologías de concentración solar. Esto se debe, primordialmente, a la gran cantidad de equipos existentes en plantas solares a escala comercial, cuyas primeras instalaciones empezaron a ser operadas en 1984 en el desierto de Mojave, en California (EEUU).

Los cilíndrico-parabólicos concentran la radiación solar incidente sobre una línea situada a lo largo de la longitud del concentrador, en el foco de la parábola formada por la superficie. A lo largo de dicha línea se coloca un tubo absorbedor que transporta el fluido de trabajo, absorbiendo la radiación solar concentrada y calentando el fluido que circula por su interior.



Ilustración 17. Reflector cilíndrico-parabólico.

El calor suministrado por los rayos solares incidentes concentrados, calienta el fluido de trabajo que fluye a través tubo receptor alcanzando temperaturas de hasta 400°C.

Esta energía térmica transferida se utiliza después, para generar vapor de agua en un intercambiador de calor con el fluido que circula por los colectores, que será posteriormente utilizado en un generador de vapor convencional (ciclo termodinámico Rankine) para la generación de electricidad.

Un campo de colectores consta de muchos concentradores situados en filas paralelas, alineados sobre un eje norte-sur. Esta configuración permite a los canales de un solo eje seguir al sol de este a oeste durante el día, ya que al ser sólo capaces de aprovechar la radiación solar directa, hay que ir modificando su posición respecto del Sol a lo largo del día, asegurándose así que el Sol está continuamente irradiando los concentradores. Este movimiento se consigue mediante el giro alrededor de un eje paralelo a su línea focal.

El sistema de concentradores parabólicos más grande de la actualidad tiene una capacidad de 80 MWe, aunque se encuentran en desarrollo unidades capaces de generar hasta 250 MWe.



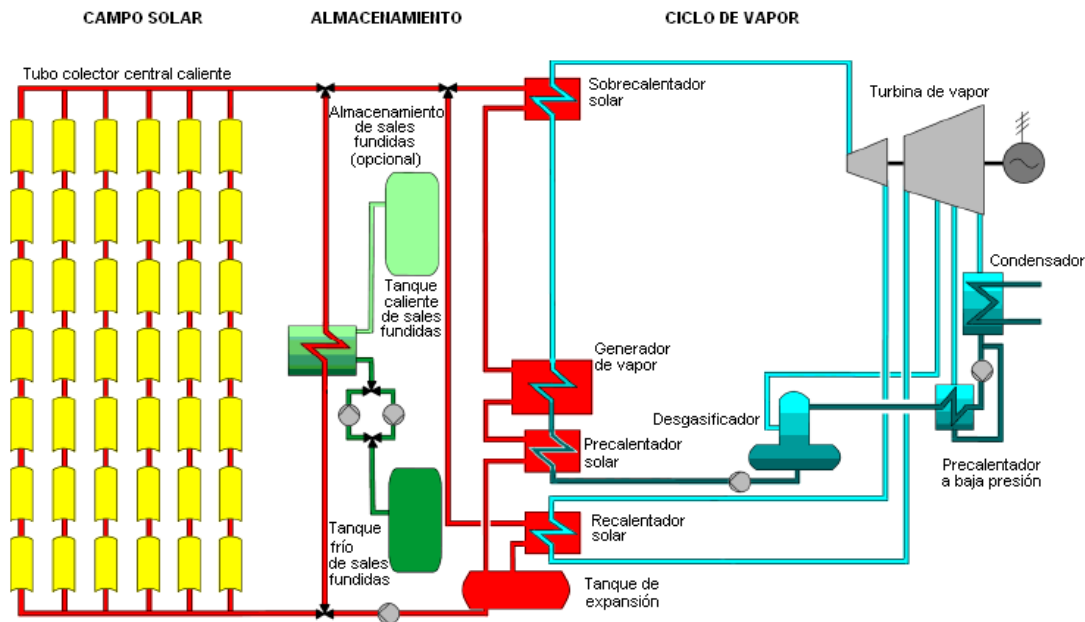


Ilustración 18. Esquema de una central de concentradores cilíndrico-parabólicos y ciclo Rankine.

Además, algunos diseños permiten incorporar sistemas de almacenamiento térmico –dejando a un lado el fluido de trabajo que circula por los colectores– permitiendo generar electricidad tras el ocaso o en momentos de baja radiación, aportando estabilidad a la red eléctrica, y gestionabilidad a la producción de la central.

En la actualidad, casi todas las plantas de energía de colectores cilíndrico-parabólicos son híbridas, lo que significa que usan combustibles fósiles para complementar el aporte solar durante periodos de baja radiación. Generalmente, se utilizan calderas o ciclos combinados de gas natural.

En la ilustración 19 se muestra el esquema de una central de producción de ciclo combinado con integración solar (ISCC), donde el aporte energético solar de un campo basado en la tecnología cilíndrico-parabólica sustituye parcialmente el uso del combustible fósil (véase capítulo 4.5).

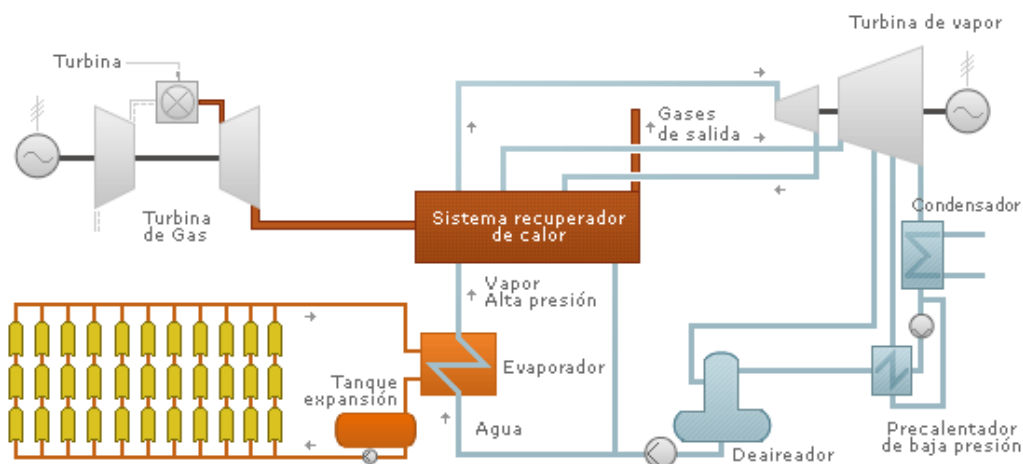


Ilustración 19. Esquema de una central ISCC (Solar Integrada en Ciclo Combinado).

El fluido de transferencia de calor, o fluido de trabajo, circula a través de los reflectores y regresa una vez calentado a una serie de intercambiadores de calor, donde se aprovecha su energía calorífica para generar vapor sobrecalentado a altas presiones, que alimentará una turbina de vapor para producir electricidad. Una vez que el fluido de trabajo ha pasado por los intercambiadores de calor y ha perdido parte de su temperatura, que ha cedido para la generación de vapor, es recirculado de nuevo hacia el campo solar.

Históricamente, las plantas de concentración solar con sistemas cilíndrico-parabólicos han sido diseñadas para utilizar energía solar como fuente de energía primaria para producir electricidad. Las plantas pueden operar a plena potencia utilizando únicamente energía solar dada por una suficiente aportación solar. Durante los meses de verano, estas plantas operan de 10 a 12 horas diarias a plena potencia nominal. Sin embargo, hasta la fecha, todas las plantas han sido híbridas, combinando el recurso solar con combustibles fósiles; esto significa que tienen capacidad para la utilización de combustibles fósiles de respaldo, que pueden ser utilizados para complementar la producción solar durante periodos de baja radiación solar.

### 3.2.3. REFLECTORES LINEALES FRESNEL

Otra opción objeto de investigación actualmente son las lentes Fresnel, que aproximan la forma parabólica de los sistemas de colectores cilíndrico-parabólicos mediante la utilización de largas hileras de espejos segmentados, planos o muy ligeramente curvados, para reflejar los rayos del sol incidentes sobre la parte inferior de un receptor fijo y elevado, de acuerdo con el principio óptico de Fresnel.

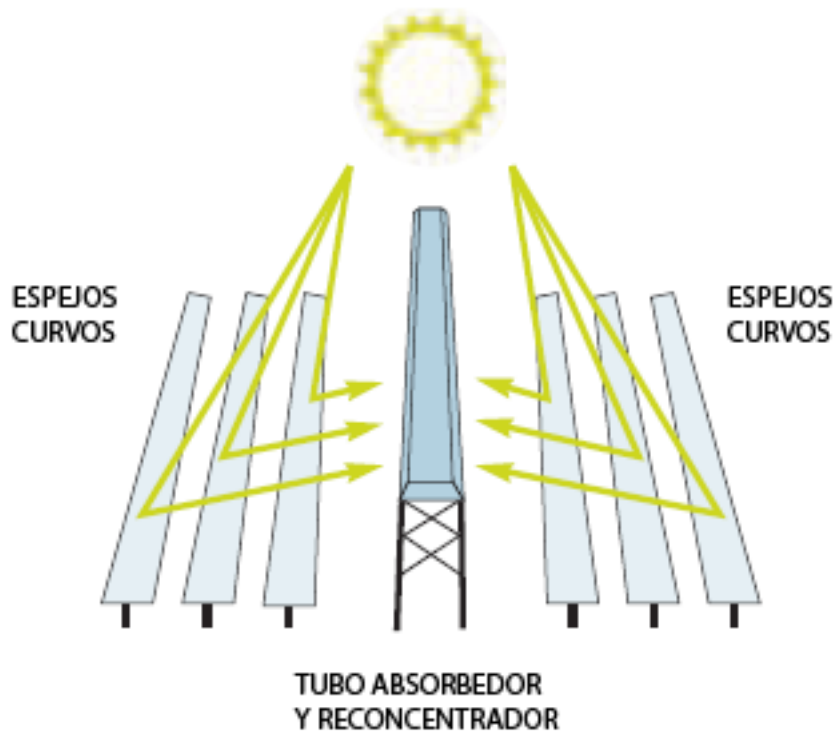


Ilustración 20. Esquema básico de funcionamiento de una central con lentes Fresnel.

Hoy en día todavía es una tecnología aún bajo investigación. La primera central prototipo empezó a operar 1999 en Liège, Bélgica, y actualmente hay dos centrales comerciales operativas: “Kimberlina Solar Thermal Power Plant”, en California, Estados Unidos, con una potencia de 5,0 MW; y “Puerto Errado 1 Thermosolar Power Plant” (PE1) en Murcia, España, con una potencia de 1,4 MW, ambas operativas desde 2008.

Una gran cantidad de hileras de espejos actúan como una lente Fresnel, y concentran un haz de radiación solar sobre un receptor fijo colocado a varios metros de altura sobre ellos.



Ilustración 21. Principio de funcionamiento de un colector de lente Fresnel.

Cada uno de los espejos no es totalmente plano, sino que tienen una curvatura muy pequeña, lograda utilizando medios mecánicos de flexión.

Un módulo actual de un concentrador Fresnel (por ejemplo, del fabricante Solarmundo, operador de la primera planta experimental con lentes Fresnel) contiene 48 filas de espejos, cada uno con un ancho de 0,5 m, lo que conduce a un colector de 24m de ancho total.

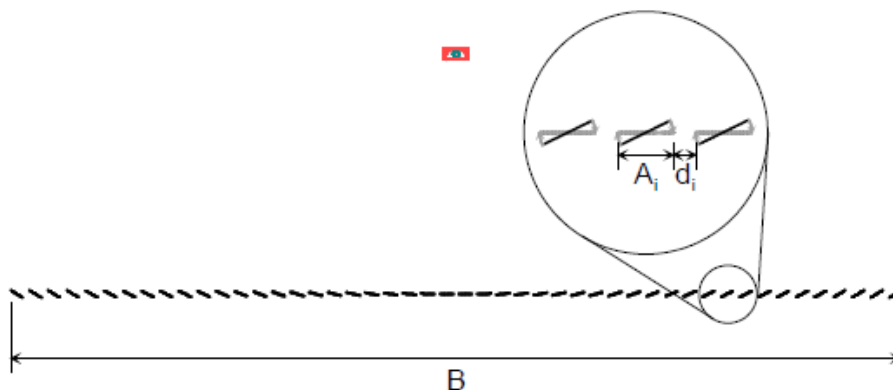


Ilustración 22. Sección transversal de un concentrador de lente Fresnel.

El diseño básico de un campo solar de colectores Fresnel se esquematiza en la ilustración a continuación.

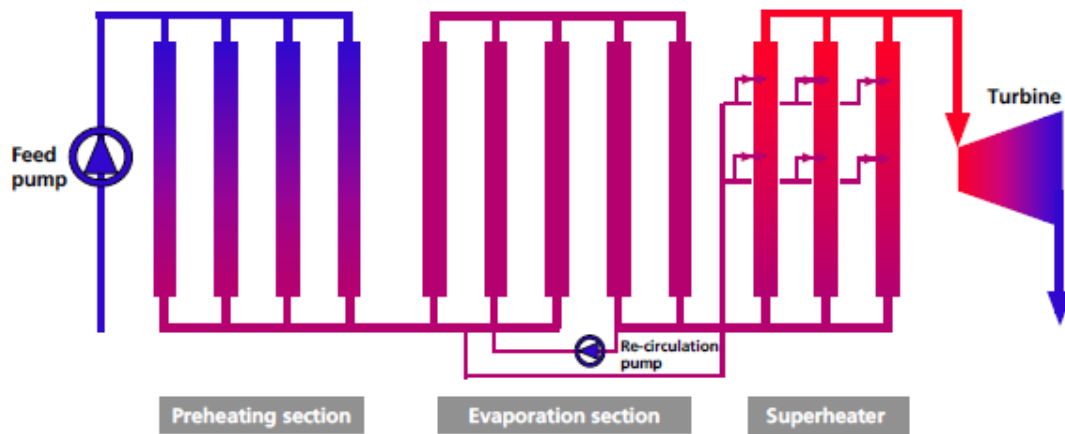


Ilustración 23. Esquema del flujo en un campo de concentradores Fresnel.

Un campo solar, para una planta de energía solar térmica de 50 MW, utiliza 12 hileras de colectores Fresnel de 1.000 metros de longitud cada una. Las filas se pueden instalar de forma contigua sin necesidad de separación, por lo que se consigue un elevado rendimiento en la ocupación del terreno. Los colectores se unen en serie y paralelo, y el campo solar se divide en tres secciones, para el precalentamiento, evaporación y recalentamiento, en función de la temperatura del fluido de trabajo que circula por el tubo absorbedor.

Las principales ventajas de un colector de tipo Fresnel, respecto a los colectores cilíndrico-parabólicos, son:

- Los espejos planos son mucho más económicos y tienen un sistema de seguimiento del sol más sencillo.
- Facilita la generación directa de vapor (DSG), eliminando la necesidad y el coste asociado de la utilización de fluidos de trabajo e intercambiadores de calor.
- El sistema receptor fijo no requiere articulaciones flexibles que soporten elevadas presiones de trabajo.
- No se requiere tecnología de vacío ni por ello sellos de vidrio-metal.
- Debido a la utilización de reflectores planos, las cargas producidas por el viento se reducen sustancialmente, y así la anchura de reflector para un único receptor puede ser fácilmente tres veces la anchura de un concentrador solar parabólico.
- Mayor eficiencia de uso de la superficie, porque los colectores se pueden colocar uno junto a otro.

Estas ventajas conducen a una reducción de costes de inversión de alrededor de un 50% en comparación con un campo de concentradores cilíndrico-parabólico, además de un considerable ahorro debido a menores costes de operación y mantenimiento.

Sin embargo, las plantas de generación de lentes Fresnel son menos eficientes que las que utilizan sistemas cilíndrico-parabólicos en la conversión de la energía solar en electricidad, y es más complicado incorporar sistemas de almacenamiento térmico a su diseño.



Ilustración 24. Instalación Fresnel prototipo en la Plataforma Solar de Almería.

### 3.2.4. DISCOS PARABÓLICOS

Un sistema concentrador de disco Stirling está compuesto por un concentrador solar de alta reflectividad, en forma de disco parabólico, por un receptor solar de cavidad, y por un motor Stirling o una microturbina, que se acoplan a un alternador. El funcionamiento consiste en el calentamiento de un fluido localizado en el receptor hasta una temperatura entorno a los 750 °C. Esta energía calorífica es utilizada para la generación de energía mecánica por el motor o la microturbina. Para su óptimo funcionamiento, el sistema debe estar provisto de los mecanismos necesarios para poder realizar un seguimiento de la posición del sol en dos ejes.

Los sistemas de discos parabólicos se caracterizan por una elevada eficiencia, modularidad, autonomía de operación, y una inherente capacidad híbrida. De todas las tecnologías solares, los sistemas de discos parabólicos han demostrado la mayor eficiencia de conversión solar a electricidad, y por tanto tienen el potencial para llegar a ser una de las fuentes de energía renovable más barata.

La modularidad de los sistemas de discos parabólicos les permite ser desplegados de forma individual para aplicaciones remotas, o en grupos formando una pequeña red (aldea de potencia). También pueden ser hibridizados con combustibles fósiles, con la capacidad de operar tanto con energía solar como con combustible fósil, o ambos, para proporcionar energía de forma gestionable. Esta tecnología se encuentra en la etapa de desarrollo de la ingeniería y los desafíos técnicos permanecen sobre los componentes y la capacidad comercial de un motor solarizable.



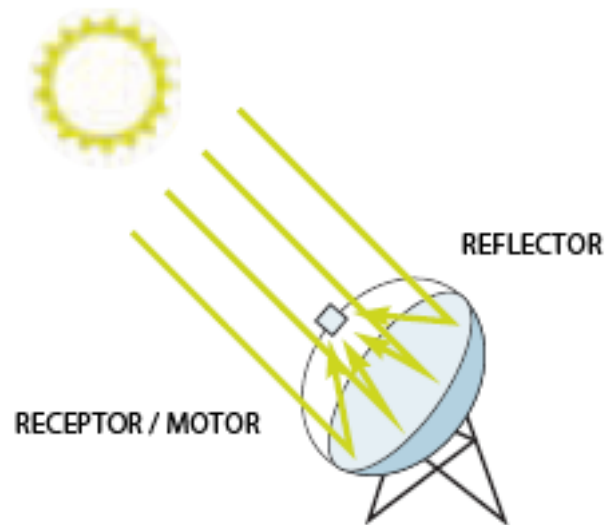


Ilustración 25. Esquema de un disco parabólico.

Como se muestra en la ilustración 26, los sistemas de discos parabólicos también pueden utilizar una matriz de espejos para reflejar y concentrar la radiación directa normal que reciben sobre el receptor situado en el punto focal. El calor recolectado es utilizado generalmente directamente por un motor térmico montado en el receptor, que se mueve junto con la estructura parabólica.



Ilustración 26. Disco parabólico formado a partir de una matriz de espejos.

El receptor térmico es la interfaz entre el disco y el bloque motor-generador, ya que absorbe los rayos solares, los convierte en calor y los transfiere al motor-generador. El receptor térmico puede ser un banco de tubos con un fluido refrigerante (generalmente hidrógeno o helio) que

en la mayoría de casos hace de medio transmisor de calor y que también funciona como fluido de trabajo para el motor. Otros receptores térmicos alternativos, están formados por un intercambiador de calor por cuyas tuberías hierve y se condensa un fluido de trabajo intermedio, que transfiere el calor al motor-generador.

Para la conversión en energía eléctrica se suelen utilizar motores basados en los ciclos Brayton y Stirling, situados en la estructura del foco de la parábola donde se encuentra también el receptor térmico. Un motor Stirling es un motor de ciclo cerrado, lo que significa que el fluido de trabajo (idealmente un gas perfecto) se encuentra encerrado dentro del motor y los pistones lo desplazan en las diversas etapas del ciclo. A su vez este motor utiliza una fuente de calor externa lo que permite emplear un gran número de fuentes de energía, aparte de la solar, como la procedente de combustibles fósiles.

El sistema más ampliamente utilizado se basa en la combinación de los discos parabólicos con un motor Stirling, con el que se alcanza la mayor eficiencia en la tecnología de discos parabólicos, demostrando una eficiencia de conversión de la radiación solar a electricidad de hasta el 30% en los mejores casos.

Se han realizado sistemas modulares con una capacidad total de hasta 5 MWe. Los módulos individuales de máximo tamaño son de 50 kWe, aunque la tónica general son módulos individuales de 7 kWe a 25 kWe.

Debido a la curvatura parabólica del concentrador y a la baja relación distancia focal/diámetro utilizada ( $f/D=0,6$ ), se pueden conseguir altas relaciones de concentración por encima de 3.000. Esto permite alcanzar muy altas temperaturas de operación entre 650 y 800 °C, dando lugar a eficiencias en el motor Stirling del orden del 30 al 40 %.



Ilustración 27. Planta de generación de discos parabólicos en Villarrobledo, Albacete.

### 3.3.CENTRALES DE CONCENTRACIÓN SOLAR EN ESPAÑA

A fecha de mayo de 2011, hay más de 17 centrales de producción de energía eléctrica basados en la tecnología termosolar operativas en España, con un total de 699,4 MW de potencia instalada, utilizando distintos tipos de tecnologías de concentración, fundamentalmente concentradores cilíndrico-parabólicos, sistemas de torre central y reflectores Fresnel.

Más de dos tercios de las centrales están basadas en la tecnología de concentradores cilíndrico-parabólicos, acaparando el 91,7% del total de la potencia instalada, debido a la mayor potencia unitaria de estas instalaciones, que utilizan la tecnología más madura de todas las disponibles para sistemas de concentración solar.

Centrales de producción de energía en España operativas basadas en la tecnología termosolar:

- Alvarado I: Operativa. Alvarado (Badajoz). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 768 concentradores solares. 50,0 MW.
- Andasol-1 (AS-1): Operativa. Aldeire (Granada). Concentradores cilíndrico parabólicos: 624 concentradores solares. 50,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.
- Andasol-2 (AS-2): Operativa. Aldeire y La Calahorra (Granada). Concentradores cilíndrico parabólicos: 624 concentradores solares. 50,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.
- Central Solar Termoeléctrica La Florida (La Florida): Operativa. Badajoz (Badajoz). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 672 colectores solares. 50,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.
- Extresol-1 (EX-1): Operativa. Torre de Miguel Sesmero (Badajoz). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 624 colectores solares. 50,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.
- Extresol-2 (EX-2): Operativa. Torre de Miguel Sesmero (Badajoz). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 624 colectores solares. 50,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.
- Gemasolar Thermosolar Plant (Gemasolar): Operativa. Fuentes de Andalucía (Sevilla). Torre central con 2.650 heliostatos. 17,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.
- Ibersol Ciudad Real (Puertollano): Operativa. Puertollano (Castilla-La Mancha). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 352 colectores solares. 50,0 MW.
- La Dehesa: En construcción. La Garrovilla (Badajoz). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 672 colectores solares. 50,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.
- Majadas I: Operativa. Majadas de Tiétar (Cáceres). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 792 colectores solares. 50,0 MW.
- Palma del Río II: Operativa. Palma del Río (Córdoba). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 792 colectores solares. 50,0 MW.
- Planta Solar 10 (PS10): Operativa. Sanlúcar la Mayor (Sevilla). Torre central con 624 heliostatos. 11,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.
- Planta Solar 20 (PS20): Operativa. Sanlúcar la Mayor (Sevilla). Torre central con 1255 heliostatos. 20,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.
- Puerto Errado 1 Thermosolar Power Plant (PE1): Operativa. Calasparra (Murcia). Linear Fresnel reflector. Sistema de almacenamiento térmico. 1,4 MW.
- Solnova 1: Operativa. Sanlúcar la Mayor (Sevilla). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 360 colectores solares. 50,0 MW.
- Solnova 3: Operativa. Sanlúcar la Mayor (Sevilla). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 360 colectores solares. 50,0 MW.
- Solnova 4: Operativa. Sanlúcar la Mayor (Sevilla). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 360 colectores solares. 50,0 MW.



Centrales de producción de energía en España basadas en tecnología termosolar en construcción, proceso de diseño o licitación:

- Andasol-3 (AS-3): En construcción. Concentradores cilíndrico parabólicos: 624 concentradores solares. 50,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.
- Andasol-4 (AS-4): En proyecto. Concentradores cilíndrico parabólicos: 624 concentradores solares. 50,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.
- Arcosol 50 (Valle 1): En construcción. San José del Valle (Cádiz). Concentradores cilíndrico parabólicos: 624 concentradores solares. 50,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.
- EL REBOSO II 50-MW Solar Thermal Power Plant (El Reboso II): En construcción. La Puebla del Río (Sevilla). Concentradores cilíndrico-parabólicos. 50,0 MW.
- EL REBOSO III 50-MW Solar Thermal Power Plant (El Reboso III): En proyecto. Utrera (Sevilla). Concentradores cilíndrico-parabólicos. 50,0 MW.
- Extresol-3 (EX-3): En proyecto. Torre de Miguel Sesmero (Badajoz). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 624 colectores solares. 50,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.
- Helios I (Helios I): En construcción. Arenas de San Juan, Villarta de San Juan, Puerto Lápice (Ciudad Real). Concentradores cilíndrico-parabólicos. 50,0 MW.
- Helios II (Helios II): En construcción. Arenas de San Juan, Villarta de San Juan, Puerto Lápice (Ciudad Real). Concentradores cilíndrico-parabólicos. 50,0 MW.
- Lebrija 1 (LE-1): En construcción. Lebrija (Sevilla). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 756 colectores solares. 50,0 MW.
- Manchasol-1 (MS-1): En construcción. Alcázar de San Juan (Ciudad Real). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 624 colectores solares. 50,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.
- Manchasol-2 (MS-2): En proyecto. Alcázar de San Juan (Ciudad Real). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 624 colectores solares. 50,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.
- Palma del Río I: En construcción. Palma del Río (Córdoba). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 792 colectores solares. 50,0 MW.
- Puerto Errado 2 Thermosolar Power Plant (PE1): En construcción. Calasparra (Murcia). Linear Fresnel reflector. Sistema de almacenamiento térmico. 30,0 MW.
- Vallesol 50 (Valle 2): En construcción. San José del Valle (Cádiz). Concentradores cilíndrico-parabólicos: 624 colectores solares. 50,0 MW. Sistema de almacenamiento térmico.



Ilustración 28. Central termosolar de torre central PS10.

Durante el año 2010, las 13 instalaciones de generación eléctrica mediante tecnología de solar termoeléctrica adscritas al Régimen Especial del sistema eléctrico español, vendieron en el mercado eléctrico 691,49 GWh de electricidad, obteniendo un precio medio de la retribución total de 305,8 €/MWh.

Año	Número de instalaciones	Potencia total instalada	Energía anual vendida
2007	1	11 MW	8 GWh
2008	2	61 MW	15 GWh
2009	7	232 MW	103 GWh
2010	13	532 MW	691 GWh

Tabla 4. Potencia instalada y generación de la energía solar termoeléctrica en España.

### 3.4.OTRAS APLICACIONES DE LAS TECNOLOGÍAS DE CONCENTRACIÓN SOLAR

Las tecnologías de concentración solar tienen aplicaciones de gran utilidad para la industria y la sociedad, más allá de la generación de energía para el sistema eléctrico.

En muchas industrias se requieren grandes cantidades de calor para llevar a cabo muchas de sus aplicaciones y procesos, tales como la esterilización, calefacción, sistemas de refrigeración mediante máquinas de absorción, limpieza, secado, evaporación y destilación, escaldado, pasteurización, fusión, pintura y tratamiento de superficies. Un estudio encargado por la Agencia Internacional de la Energía en 2008 determinó, que para varios sectores industriales, tales como el de la alimentación y bebidas, de equipos de transporte, maquinaria industrial, textil, papelería, del metal y el tratamiento de plásticos y químicos, el 27% de sus necesidades

de calor son de temperaturas medias (de 100°C a 400°C) y el 43% de altas temperaturas (por encima de los 400 °C).

Los colectores cilíndrico-parabólicos y sistemas lineales Fresnel son los más adecuados para la captura de calor para estos procesos industriales. Podrían ser considerados como una opción económica para instalar in-situ en una amplia gama de tipos de industrias, que requieren calores medios y elevados. La energía solar térmica o ACS también debe ser considerada para la calefacción y refrigeración de edificios e instalaciones industriales. El uso de torres de concentración o discos parabólicos para procesos a altas temperaturas, como la requerida en la industria de la cerámica, también está bajo investigación.

La desalación es el proceso por el que se convierte agua de mar en agua potable para la población o de riego en zonas áridas. Hay grandes plantas de desalinización que operan en todo el mundo, la mayoría utilizando procesos de ósmosis inversa, y otras mediante destilación térmica. Sin embargo, la desalinización a gran escala es motivo de controversia, principalmente por la gran cantidad de energía necesaria, y por el daño potencial para la vida marina por la toma y descarga de agua de mar superconcentrada en sales. Desde la perspectiva de la sostenibilidad, la desalación a gran escala se ve casi como un "último recurso" en respuesta a un clima cada día más seco. Se prefiere el uso más eficiente del agua, una mejor gestión, la reutilización de aguas residuales, la mejora de la distribución y los sistemas avanzados de riego. La mayoría de plantas desalinizadoras se alimentan de energía directamente de la red eléctrica o mediante petróleo y gas.

Los lugares con grandes cantidades de radiación solar son a menudo también lugares con problemas de abastecimiento de agua. Según un estudio de 2007 del Centro Aeroespacial Alemán (DLR), la tecnología solar de concentración para la desalinización de agua de mar tiene un gran potencial para proveer de agua a los grandes centros urbanos de los países mediterráneos, Oriente Medio y norte de África. El estudio encontró que el recurso solar en la región es más que suficiente para proporcionar energía para la desalación que satisfaga el creciente déficit de agua de estas áreas.

Las tecnologías más adecuadas serían tanto el uso de la concentración solar para proveer electricidad para los procesos de desalinización mediante membranas de osmosis inversa (RO), como el uso de la concentración solar para proporcionar electricidad y calor a procesos de desalinización de múltiple efecto (MED). En la actualidad, la mayor parte del agua desalada en los países europeos mediterráneos y del norte de África se basan en el proceso de desalinización de múltiple flasheo (MSF), tecnología incombible con sistemas de energía solar debido a su elevadísimo consumo de energía.

La conclusión es que los sistemas avanzados de concentración solar tienen el potencial de operar plantas limpias de desalinización con un impacto ambiental muy bajo en comparación con los actuales sistemas de desalación, con un costo de inversión de alrededor del 20% más alto, pero utilizando una fuente de energía que será menos costosa que la actual.

Otro punto de especial atención se centra en el hidrógeno ( $H_2$ ), una potencial alternativa a los combustibles fósiles, especialmente adecuada para el transporte. Hoy en día más del 90% del hidrógeno se produce utilizando calor procedente de la combustión de combustibles fósiles, principalmente gas natural. Si el hidrógeno se generase a partir de energía solar, sería una

tecnología completamente limpia, sin residuos peligrosos ni emisiones de gases que promuevan cambio climático. Esta es la visión descrita en el informe "La energía del hidrógeno y las pilas de combustible" de la Comisión Europea, una hoja de ruta que se extiende hasta el año 2050.

Las torres solares son las más apropiadas para la futura producción a gran escala de combustibles solares, ya que pueden alcanzar las altas temperaturas necesarias (mayores a los 1.000°C) para su producción debido a su alto coeficiente de concentración.

## 4. CENTRALES DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE TORRE

### 4.1.INTRODUCCIÓN

Las centrales de concentración solar de torre generan energía eléctrica a partir de la radiación solar incidente, enfocando los rayos solares sobre un intercambiador de calor instalado en la torre central, llamado comúnmente dispositivo receptor, y calentando un fluido de trabajo que se utilizará posteriormente para la generación eléctrica. El sistema utiliza de cientos a miles de espejos dotados de mecanismos de seguimiento solar, llamados heliostatos, para reflejar los rayos solares incidentes sobre el receptor.



Ilustración 29. Central de concentración solar de torre central "Gemasolar".

Las plantas de generación de torre central deben ser de gran tamaño para ser económicas. Las plantas de torre con receptor central no son modulares, y no pueden ser construidas para tamaños inferiores a los de plantas de discos parabólicos con motores Stirling o de concentradores cilíndrico-parabólicos, y ser económicamente competitivas a la vez. A cambio pueden utilizar un bloque de generación de energía convencional y despachar fácilmente la energía solicitada por la demanda debido a su gestionabilidad cuando disponen de sistemas de almacenamiento térmico. El tamaño óptimo de la instalación para una planta de esta tecnología se encuentra en el rango de potencia de 30 a 400 MW.

Los sistemas de recepción central (o sistemas de torre) utilizan un campo especialmente distribuido de espejos, denominados heliostatos, que siguen de forma individual e independiente el movimiento del sol y enfocan los rayos de sol en la parte superior de la torre. Mediante la concentración de los rayos de Sol en el receptor, que puede alcanzar relaciones de concentración de 600 a 1.000 veces, se logran temperaturas de 800°C a más de 1.000°C en el

receptor. La energía térmica es absorbida por un fluido de trabajo y después utilizada para generar vapor, que será empleado posteriormente en una turbina de vapor convencional.

En más de 15 años de experimentos en todo el mundo, las plantas de torre han demostrado ser técnicamente viables en distintos proyectos, utilizando diferentes medios de transferencia de calor (vapor, aire y sales fundidas) en el ciclo térmico y con diferentes diseños de helióstatos.

Las altas temperaturas disponibles en las torres de energía solar pueden ser utilizadas no sólo para operar con ciclos de vapor, sino también turbinas de gas y sistemas de ciclo combinado. Estos sistemas pueden alcanzar una eficiencia eléctrica solar de hasta un 35% de pico y 25% anual de la eficiencia eléctrica solar cuando se encuentran asociados a una central de ciclo combinado. En las instalaciones con almacenamiento térmico de sales fundidas, la sal líquida a 290°C es bombeada desde el tanque de almacenamiento “frío” hacia el receptor, donde es calentada hasta los 565°C, y después hacia el tanque de almacenamiento “caliente”.

Cuando se necesita energía procedente del almacenamiento, la sal fundida caliente es bombeada al sistema de generación de vapor, que produce vapor sobrecalentado para un sistema de generación convencional con una turbina de ciclo Rankine y un generador eléctrico.

Desde el generador de vapor, la sal es devuelta al tanque de almacenamiento frío, donde es almacenada para volver a ser recalentada de nuevo en el receptor de la torre.

La ilustración 30 muestra un diagrama esquemática de las trayectorias del flujo primario en una central de receptor central con sistema de almacenamiento.

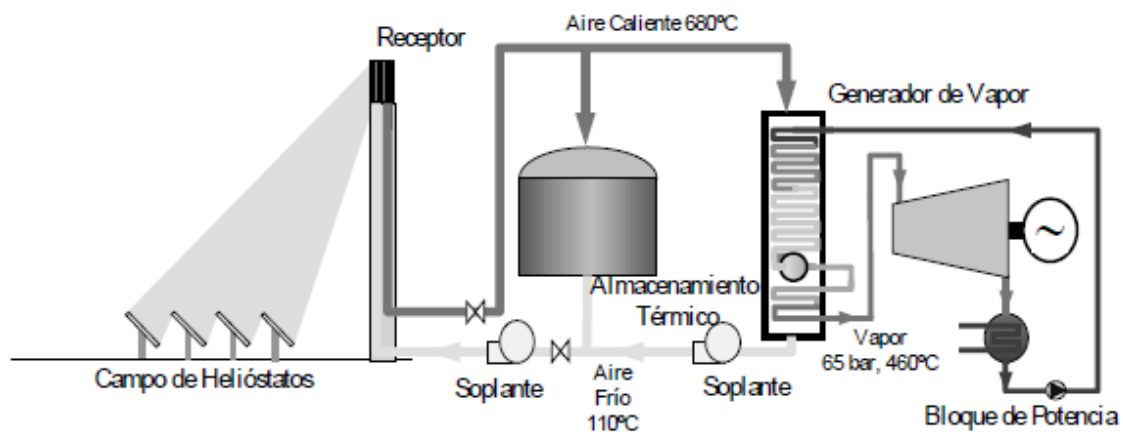


Ilustración 30. Esquema del proyecto PS10 basado en el uso de aire como fluido térmico y un receptor volumétrico abierto a la atmósfera.

Determinar el tamaño óptimo del almacenamiento térmico para cumplir los requerimientos de gestionabilidad de la energía es una parte importante del proceso de diseño del sistema. Los tanques de almacenamiento pueden ser diseñados con suficiente capacidad para alimentar la operación de una turbina a máxima potencia hasta 16 horas.





Ilustración 31. Central termosolar Solar One.

El campo de heliostatos que rodea y envuelve a la torre central se ha diseñado para optimizar el rendimiento anual de la planta. El campo y el receptor son también dimensionados dependiendo de las necesidades a cubrir.

En una instalación típica, se recoge energía solar a un ritmo tan alto que excede el máximo requerido para producir vapor para la turbina. Por ello, el sistema de almacenamiento térmico puede ser cargado a la vez que la planta está produciendo energía a plena capacidad.

Se llama múltiplo solar al ratio entre la energía térmica proporcionada por el sistema de recolección (el campo de heliostatos y el receptor) y el máximo de energía térmica requerido por la turbina para la generación de energía. Con un múltiplo solar de aproximadamente 2,7, una torre de recepción central con sistema de almacenamiento térmico de sales fundidas localizada en el desierto de Mojave, en California, puede ser diseñada para un factor de capacidad anual de alrededor del 65%. De esta forma, una planta de este tipo puede operar el 65% del año sin necesidad de una fuente de respaldo basada en combustibles fósiles. Sin un sistema de almacenamiento energético, las tecnologías solares están limitadas a unos factores de capacidad anuales cercanos al 25%.

La gestionabilidad de la generación de electricidad a partir de una planta de concentración solar de torre con sistema de almacenamiento térmico de sales fundidas se muestra en la ilustración 32, donde se pueda observar la capacidad de gestión de la carga, la intensidad solar, la energía almacenada en el tanque de sales fundidas, y la producción de energía eléctrica como funciones del tiempo a lo largo de un día típico para una instalación en la región sur de California.

En este ejemplo, la planta solar empieza a recoger energía térmica pronto tras el amanecer y la almacena en el tanque caliente de sales fundidas, acumulando energía en dicho tanque a lo largo del día. En respuesta a un pico de demanda en la red, la turbina se pone en funcionamiento a la 1:00 PM y continua generando electricidad hasta las 11:00 PM. Debido al

almacenamiento, la producción de energía del generador acoplado a la turbina permanece constante sin ser afectada por las fluctuaciones de la intensidad solar, hasta que toda la energía almacenada en el tanque caliente se agota.

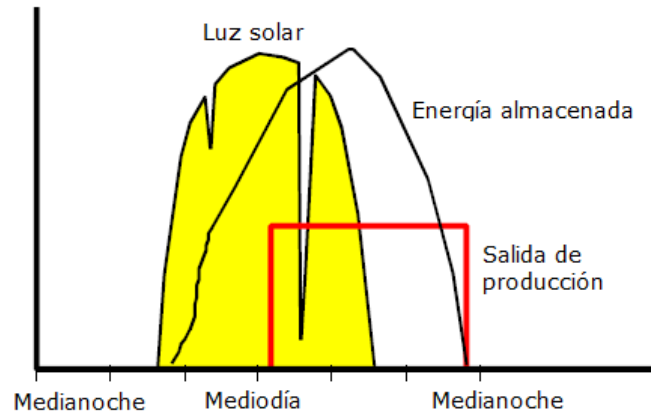


Ilustración 32. Gestionabilidad de una planta de torre con receptor central con almacenamiento térmico de sales fundidas.

El almacenamiento de energía y la gestionabilidad son muy importantes para el éxito de la tecnología de generación solar, y se cree que las sales fundidas van a ser el elemento clave para alcanzar un almacenamiento de energía competitivo y rentable.

Una de las posibles preocupaciones sobre esta tecnología es la relativa gran necesidad de terreno y agua para su actividad. Esto puede llegar a ser un gran inconveniente desde un punto de vista práctico y medioambiental, ya que estas plantas están típicamente situadas en regiones áridas o desérticas que generalmente tienen carencias de agua y frágiles ecosistemas.

Las necesidades de uso de agua de las torres son comparables a otras tecnologías que emplean ciclos de potencia Rankine de tamaño y rendimiento similar. Las necesidades de terreno, aunque son importantes, son típicamente mucho menores que las requeridas por una planta hidroeléctrica y generalmente menores que las requeridas por instalaciones de combustibles fósiles convencionales, cuando se considera la extracción y explotación del combustible.

## 4.2.IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

No hay emisiones de gases o líquidos peligrosos durante la actividad de una planta de generación eléctrica solar por torre con receptor central.

Si la planta dispone de un sistema de almacenamiento térmico, si se produce un escape de sales de las instalaciones, esta se congelará antes de que se produzca una contaminación significativa del suelo. Las sales serían recogidas directamente con una pala y podrían ser recicladas en caso necesario.

Si la planta de generación es hibridizada mediante una planta térmica de combustibles fósiles, las emisiones producidas provendrán de la parte no solar de la instalación. Las emisiones de CO<sub>2</sub> de las centrales eléctricas de combustibles fósiles son directamente proporcionales al consumo de combustible, por lo que son inversamente proporcionales a la eficiencia de los ciclos de conversión de combustibles fósiles. La combinación de campos solares y ciclos



combinados de gas resulta en la reducción del consumo de combustible y, en consecuencia, la minimización de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Las menores emisiones de CO<sub>2</sub> en plantas térmicas convencionales, de 0,37 kg de CO<sub>2</sub> por kWh, se emiten en ciclos combinados de gas natural con eficiencias superiores al 50%. Se podría alcanzar una mejora aún mayor mediante la integración de la tecnología solar en estas plantas.

No se ha llevado a cabo la integración solar en plantas térmicas de carbón, ya que incluso con las eficiencias de conversión del 40% de los modernos ciclos de vapor, estas plantas todavía emiten 0,9 kg de CO<sub>2</sub> por kWh. Con el fin de reducir aún más estas emisiones, se están evaluando otras tecnologías que producen mejores eficiencias de conversión, tales como la integración de la combustión del carbón en lechos fluidizados presurizados, como en el proyecto de 305 MW IGCC de Puertollano.

Dependiendo del tamaño del campo solar, radiación solar y la estrategia de operación, las emisiones medias producidas en la operación de una planta solar híbrida de ciclo combinado con aporte solar (ISCC) pueden oscilar entre 0,1 a 0,3 kg de CO<sub>2</sub> por kWh. Así, la combinación de la tecnología ya probada de gas de ciclo combinado con la también probada tecnología de concentración solar, ofrece un especial atractivo a este tipo de plantas dentro de las tecnologías térmicas convencionales de generación con combustibles fósiles para la próxima década.

#### **4.3.INVESTIGACIÓN, DESARROLLO Y ESTADO DEL ARTE**

Para las centrales solares de torre central, el primer gran objetivo es demostrar en las primeras plantas comerciales, los factores de capacidad y eficiencias predichas a partir de las experiencias en plantas piloto.

Asimismo se deben verificar los objetivos de costes marcados por los componentes solares, y sobre todo para los heliostatos, al no existir hasta ahora experiencias de producción en serie. Para los receptores solares se han de demostrar además las eficiencias predichas en pequeños prototipos y la durabilidad del absorbedor. Las centrales de torre presentan todavía niveles relativamente bajos de automatización y de integración de los sistemas de control, lo que penaliza la operación de la planta, siendo éste otro aspecto que requiere mejoras tecnológicas.

Junto a los proyectos de plantas de demostración de instalaciones solares de receptor central ya mencionadas, se mantiene una línea de investigación continuada en el desarrollo tecnológico de componentes y sistemas, con el fin de reducir costes y mejorar la eficiencia de los mismos. Los dos componentes de mayor relevancia en este tipo de plantas son los helióstatos y el receptor solar.

El campo de helióstatos es un factor de enorme peso económico en el coste de la planta, llegando a representar hasta un 60% de la inversión en la parte solar, siendo el mecanismo de accionamiento y las facetas o superficie reflectante, con un 66 % del total, los elementos que más influyen en el coste. Un helióstato de la actual generación, consta básicamente de una superficie reflectante, una estructura soporte, un mecanismo de accionamiento en acimut y en elevación (que proporciona el seguimiento solar en dos ejes), un pedestal, la cimentación, y un

sistema de control. El desarrollo de los helióstatos muestra una clara evolución desde los primeros, de pequeña superficie con una estructura pesada y rígida con segundas superficies acristaladas, a los más recientes de mayor tamaño, mucho más ligeros de peso y de más bajo coste con reflectores a base de espejos de alta reflectividad o polímeros plateados pegados sobre membranas tensionadas.

En el campo de los receptores solares, la realidad es mucho más compleja, estando muy ligados los desarrollos al tipo de planta y al ciclo termodinámico considerado. Básicamente se clasifican en receptores tubulares o volumétricos, atendiendo al proceso de intercambio de calor en la superficie absorbente, y en externos o de cavidad, atendiendo a la configuración de su alojamiento. Se han ensayado en todo el mundo una gran cantidad de configuraciones, buena parte de ellas en las instalaciones de la Plataforma Solar de Almería, con sodio líquido, sales fundidas, vapor saturado, vapor sobre-calentado, aire atmosférico y aire presurizado como fluidos refrigerantes.

Los receptores de tubos, tanto en cavidad como externos, han venido siendo los más usados en el pasado. Se han utilizado receptores de cavidad en la planta Francesa de Thémis, y en las plantas CRS (Receptor Sulzer) y CESA-1 de la PSA. También se han probado receptores externos en las plantas Solar One, CRS (Receptor Agip/Franco Tosi) y Solar Two con sales fundidas. Las eficiencias de los receptores tubulares oscilan entre el 80% y 93%, siendo los flujos máximos de radiación admitidos del orden de  $700 \text{ kW/m}^2$ , con la excepción del sodio fundido que admite densidades de flujo superiores.

Los receptores volumétricos están específicamente concebidos para optimizar el intercambio de calor con aire como fluido térmico, siendo el absorbedor una matriz o medio poroso (malla metálica o monolito cerámico), a través del cual fluye el gas de refrigeración. Pueden estar abiertos al exterior o con una ventana delante. Se consigue trabajar entre  $700^\circ\text{C}$  y  $850^\circ\text{C}$  de temperatura de salida con este tipo de receptores para absorbedores metálicos y más de  $1.000^\circ\text{C}$  con absorbedores cerámicos. Los flujos máximos de radiación pueden sobrepasar los  $1.000 \text{ kW/m}^2$ , si bien las eficiencias térmicas son inferiores a las de los tubulares (70-80%).

#### 4.4.SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Al igual que cualquier otra central eléctrica, la producción de una planta de energía solar deberá satisfacer la demanda del sistema eléctrico. Durante los períodos de máxima demanda, los precios del kilovatio-hora son altos, y los incentivos económicos son importantes, para garantizar el suministro. El aporte de "combustible" a una planta solar está limitado por los cambios de la insolación diarios, estacionales y climáticos. Con el fin de hacer frente a estas fluctuaciones, el aporte energético de la planta solar puede ser complementado con combustibles fósiles, o los cambios solares pueden ser mitigados por un sistema de almacenamiento de búfer. La elección depende de las condiciones de demanda, del sistema, y de la localización de la planta.

En las plantas de energía solar térmica, el sistema de almacenamiento térmico y/o respaldo de la producción mediante combustibles fósiles actúa como:

- Una herramienta de gestión de la producción para prolongar la operación después del atardecer, sustituyendo las ventas de energía en momentos de bajos ingresos, fuera de las

horas pico de la demanda o en horas valle, por ventas de altos ingresos en horas de máxima demanda eléctrica, y para contribuir a garantizar la producción.

- Un búfer interno de la planta, que suavice los cambios en la insolación recibida, estabilizando así la operación del ciclo y los requisitos operacionales, tales como cubrir la producción de vapor, el precalentamiento de componentes, y la protección contra la congelación. Disponer de este pequeño búfer o capacidad de amortiguamiento, les permite suavizar considerablemente la producción de electricidad y eliminar las pequeñas variaciones mostradas por esta tecnología durante los días nublados.

Recientemente, se han empezado a introducir sistemas de almacenamiento energético, como sistema de búfer, en las plantas de generación mediante la tecnología de concentración solar.

El concepto del almacenamiento térmico es simple: a lo largo del día, el exceso de calor es desviado a un material de almacenamiento (por ejemplo, sales fundidas). Cuando se requiere producción eléctrica más allá del atardecer, el calor almacenado es cedido al ciclo de vapor y la planta continúa su producción de electricidad.

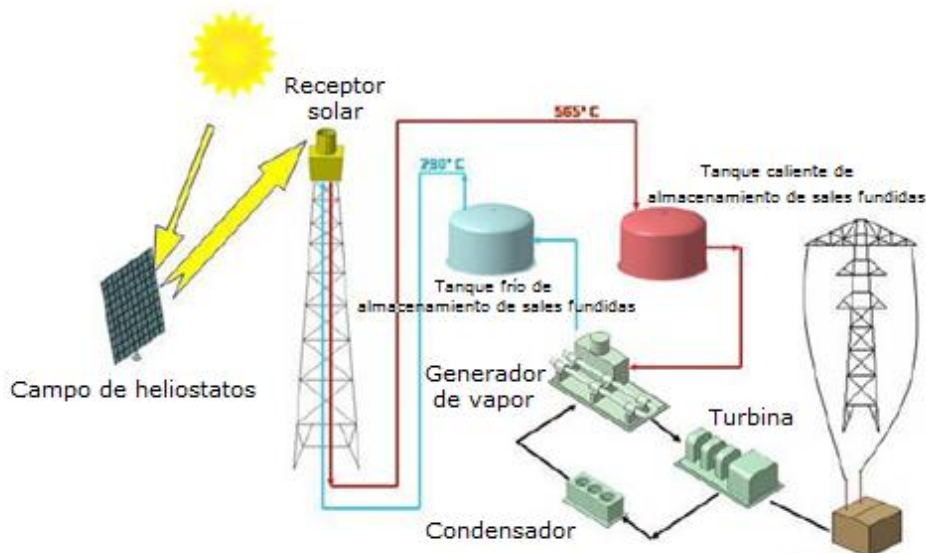


Ilustración 33. Esquema de funcionamiento de la planta Solar Tres.

En localizaciones que disfrutan de una elevada capacidad de radiación solar, extender la producción de electricidad para satisfacer la demanda requiere sistemas de almacenamiento energético con capacidades de 2 a 4 horas de producción.

En áreas ligeramente menos soleadas, el almacenamiento podría ser mayor, ya que también ayudaría a compensar un tanto la menor “predictibilidad” del recurso. El campo solar es algo mayor respecto a la misma capacidad eléctrica (por ejemplo, si la planta tiene un mayor multiplicador solar), para asegurar una producción de electricidad suficiente. Como resultado de ello, para la máxima radiación solar recibida, el campo solar produce más calor que el que pueden absorber las turbinas. En ausencia de almacenamiento, en las horas más soleadas, los operadores de la planta necesitarían “desenfocar” algunos colectores solares innecesarios en dicho momento.

El múltiplo solar es la relación entre el tamaño real del campo solar de una planta de concentración solar en comparación con el tamaño del campo solar necesario para alimentar a la turbina a la capacidad de diseño cuando la radiación solar está en su valor máximo (alrededor de  $1 \text{ kW/m}^2$ ). Las plantas sin almacenamiento térmico tienen un múltiplo solar óptimo alrededor de 1,1 a 1,5 (hasta 2,0 para centrales de lentes Fresnel), en función principalmente de la cantidad de luz solar que reciba la planta y su variación durante el día. Las plantas con grandes capacidades de almacenamiento pueden tener múltiplos solares de entre 3 y 5.

El almacenamiento térmico evita estas pérdidas de energía mientras que también permite la extensión de la producción después del atardecer. Por ejemplo, algunas plantas termosolares en España almacenan suficiente calor en sistemas de almacenamiento de sales fundidas para producir energía a la capacidad nominal de la turbina (50 MWe) durante más de 7 horas adicionales.

Las plantas de concentración solar con almacenamiento térmico de gran capacidad son capaces de producir electricidad como centrales de carga base, tanto de día como de noche, y, debido a sus bajas emisiones de  $\text{CO}_2$ , competir con centrales de carbón que producen grandes emisiones de  $\text{CO}_2$ . Por ejemplo, la planta de torre solar "Gemasolar Thermosolar Plant", situada en España con 17 MW de potencia, y que utiliza un sistema de sales fundidas tanto como fluido de transferencia de calor como medio de almacenamiento, almacena energía suficiente como para hacer funcionar la planta a plena carga durante 16 horas sin aporte solar.

Sin embargo, el almacenamiento térmico tiene un coste y no puede ampliarse indefinidamente para prevenir episodios de escasez de energía solar.

Un punto en el que la industria actual está centrada es aumentar significativamente la temperatura de trabajo, para así mejorar la eficiencia general de las plantas de concentración solar y reducir los costes debidos al almacenamiento. Un almacenamiento térmico reforzado ayudaría a garantizar la capacidad y ampliar la producción eléctrica. Esta potencial mejora en el almacenamiento haría viables las centrales de producción de energía únicamente solar de carga base, aunque el respaldo mediante combustibles fósiles y la hibridación tienen sus propias ventajas y probablemente permanecerán en el futuro.

En función del fin perseguido en el diseño de la instalación solar, las necesidades de almacenamiento térmico variarán. La variación de la capacidad de almacenaje es una manera de adaptar las plantas termosolares o de concentración solar para satisfacer distintas necesidades.

Las cuatro hipotéticas configuraciones de plantas termosolares con almacenamiento térmico a continuación, disponen del mismo tamaño de campo solar y producen la misma cantidad de electricidad, pero en diferentes momentos del día y a distintos niveles de producción.

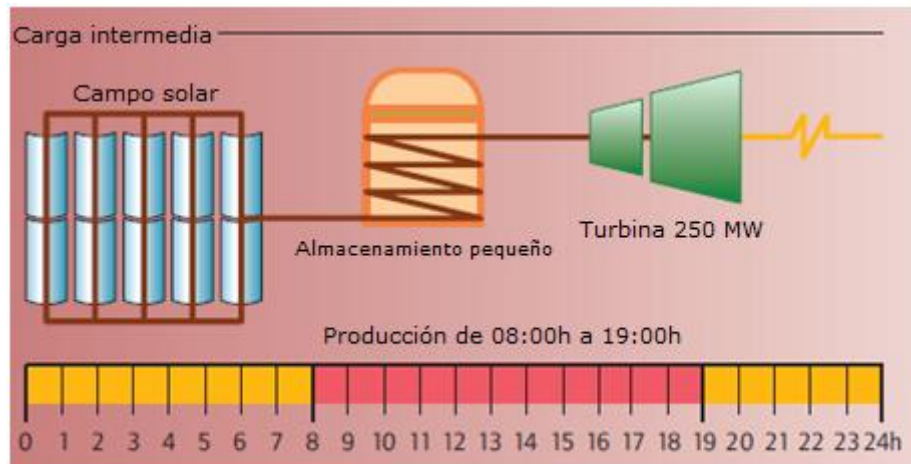


Ilustración 34. Almacenamiento térmico para configuración de carga intermedia.

La configuración de carga intermedia está diseñada para producir electricidad cuando los rayos de sol cubren los momentos de pico y mayor carga de la demanda. Dispone de una turbina de 250 MW de potencia y requiere únicamente una pequeña capacidad de almacenamiento energético. Esta configuración tiene los menores costes de inversión y el menor coste de la electricidad generada.

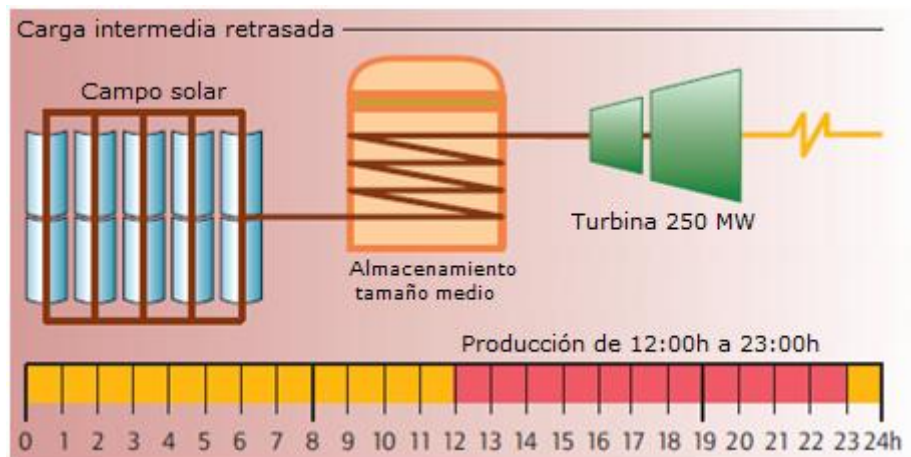


Ilustración 35. Almacenamiento térmico para configuración de carga intermedia retrasada.

Los diseños de carga intermedia retrasada recogen energía solar durante todo el día, pero producen electricidad sólo a partir del mediodía solar hasta después de la puesta de Sol, de acuerdo con el pico y las horas de mayor consumo. Tiene el mismo tamaño de turbina que una planta de carga intermedia pero requiere una mayor capacidad de almacenamiento térmico.

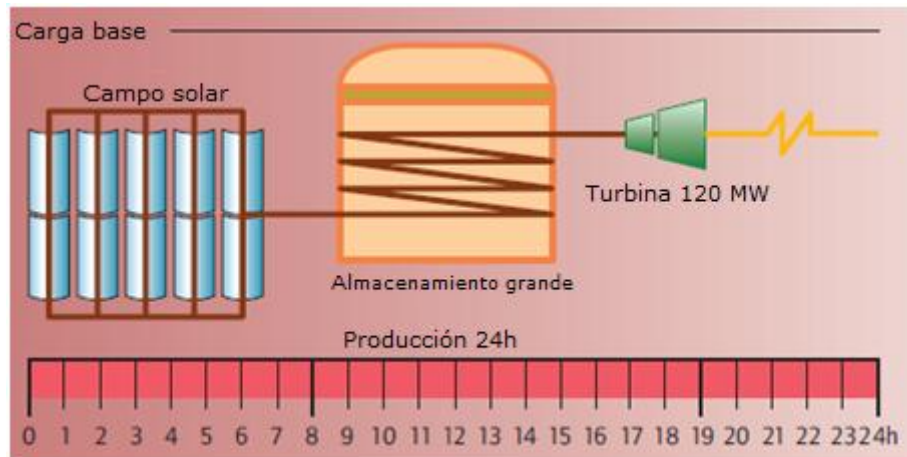


Ilustración 36. Almacenamiento térmico para configuración de carga base.

La configuración de carga base está en funcionamiento las 24 horas cada día durante la mayoría del año. Ello necesita una mayor cantidad de almacenamiento y una menor turbina. Si los costes de la capacidad de almacenamiento son menores que los de turbinas mayores, la electricidad generada por una planta en carga base será ligeramente más barata que aquella procedente de una planta de carga intermedia retrasada. Este sería el caso con mayores temperaturas de trabajo, que permitirían un almacenamiento más económico, pero que requieren turbinas más sofisticadas y costosas.

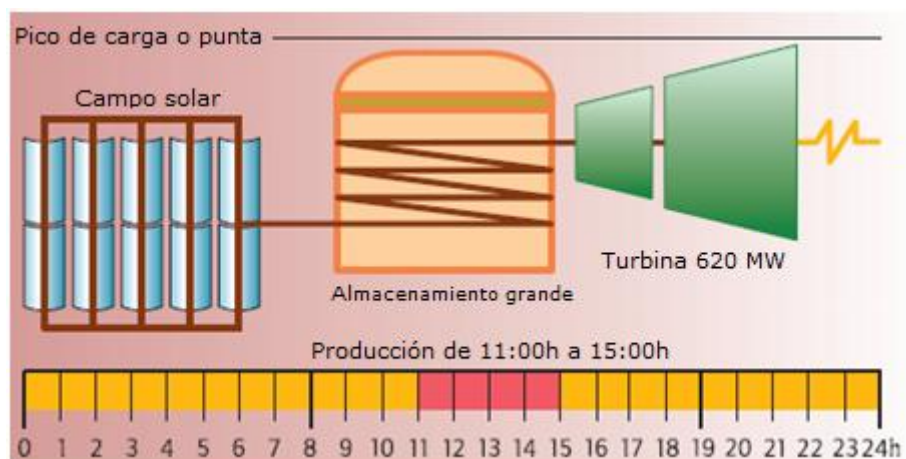


Ilustración 37. Almacenamiento térmico para configuración de pico de carga o punta.

Las plantas de configuración para pico de carga o punta, están diseñadas para proporcionar electricidad sólo durante unas pocas horas para suplir picos extremos de carga. Ello requiere grandes turbinas (600 MW) y grandes cantidades de almacenamiento.

De los cuatro diseños evaluados, produce la electricidad más cara de todas, pero también la más valiosa.

#### 4.5.SISTEMAS DE RESPALDO E HIBRIDACIÓN

Debido a su carácter térmico, todas las tecnologías de energía solar térmica pueden ser hibridadas, u operar o funcionar con combustibles fósiles a la vez que con energía solar.



La hibridación tiene el potencial de aumentar el valor de la concentración de la tecnología solar térmica, aumentando su disponibilidad y gestionabilidad, disminuir su coste (por hacer un uso más eficaz de los equipos de generación de energía), y la reducción de riesgo tecnológico, al permitir el uso de combustibles convencionales cuando sea necesario.

A pesar de que el campo de colectores solares térmicos interconectados y el almacenamiento de energía térmica deberían ser suficientes para proporcionar calor de alta temperatura directamente a una demanda térmica, se debe incorporar un subsistema de generación de energía en el diseño de la planta si la producción eléctrica debe ser una salida del sistema. La inclusión de la generación de energía en un diseño de energía solar térmica supone un reto en la selección de las condiciones de diseño adecuadas.

La eficiencia de una unidad de generación de energía por lo general aumenta con la temperatura de funcionamiento del ciclo de generación de energía, mientras que la eficiencia de los colectores solares disminuye con la temperatura. Una solución de compromiso se debe realizar para determinar el mejor sistema de punto de diseño.

Prácticamente todas las plantas de CSP, con o sin almacenamiento, están equipadas con sistemas de respaldo que utilizan combustibles fósiles que ayudan a regular la producción y la garantizar la capacidad de la planta, especialmente en picos y periodos de elevada demanda. Las calderas de combustible (que pueden utilizar tanto combustibles fósiles, como carbón o gas natural, ó biogás) proporcionan energía calorífica al fluido de trabajo o el medio de almacenamiento de energía, o también directamente al bloque de generación eléctrica.

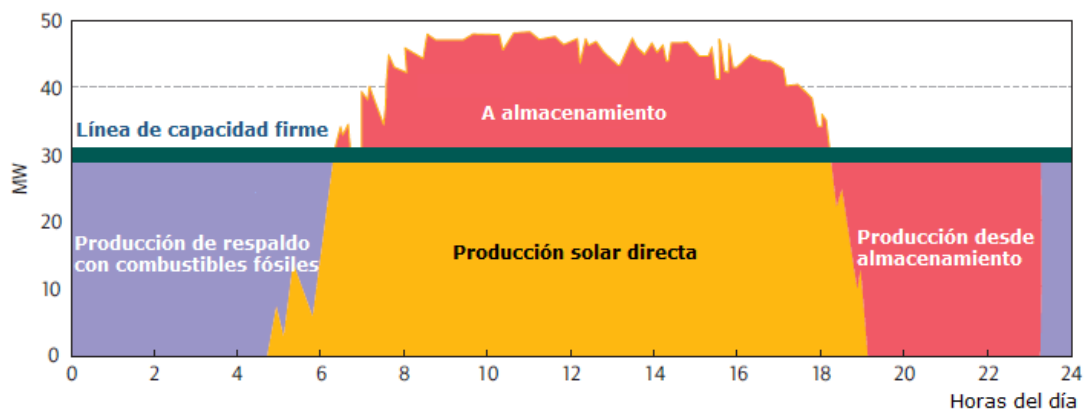


Ilustración 38. Combinación de almacenaje energético e hibridación en una planta solar.

En momentos en los que la radiación directa es menor que la ideal, los sistemas de respaldo mediante combustibles fósiles hacen posible garantizar la capacidad de producción de la planta a un coste menor al que se produciría si la planta dependiese en exclusiva del campo solar y de los sistemas de almacenamiento energético. Proporcionar una capacidad del 100% sólo con el sistema de almacenamiento energético significaría una mayor inversión en el campo solar y en la capacidad de almacenamiento, que producirían poca energía durante el año.

Existen algunas plantas que trabajan continuamente en modo híbrido, dónde la caldera se encuentra en funcionamiento elevando la eficiencia de la conversión del calor solar en electricidad debido al incremento de las temperaturas de trabajo.

Otra forma de funcionamiento de plantas híbridas, es la remodelación de plantas existentes de producción de energía eléctrica térmicas convencionales, como plantas de carbón o de ciclo combinado de gas natural, añadiendo un pequeño sistema de concentración solar, que permite economizar el consumo de combustible de la central. Este tipo de centrales se denominan ISCC (Integración Solar en Ciclo Combinado).

El funcionamiento de una planta híbrida de ciclo combinado-solar, es semejante al de una planta de ciclo combinado convencional. El combustible (preferiblemente gas natural) se quema normalmente en la cámara de combustión de la turbina de gas. A los gases de escape que se dirigen al recuperador de calor, se les añade el calor proveniente del campo solar, resultando en un aumento en la capacidad de generación de vapor y consecuentemente un incremento de producción de electricidad en la turbina de vapor.

Una de las principales ventajas de estos sistemas economizadores es su relativo bajo coste, ya que sólo se requiere la inversión en componentes del sistema de concentración solar ya que se aprovecha el ciclo de vapor y la turbina existente en la central. Estos sistemas de ahorro de consumo energético, con capacidades de los pocos MW hasta 75 MW están siendo actualmente contruidos adyacentes a otras plantas térmicas tradicionales en Argelia, Australia, Egipto, Irán, Italia y los Estados Unidos.

## 4.6. CONSIDERACIONES TÉCNICAS

### 4.6.1. POSICIÓN DEL SOL

Para llegar a entender cómo se va a recoger la energía procedente del sol, primero hay que ser capaz de predecir la ubicación relativa del sol respecto al dispositivo de recogida.

Se van a definir unas expresiones analíticas simples para la predicción de la posición del sol en relación a la posición del colector de recogida en función de unas condiciones exactas de diseño y de la posición geográfica.

#### 4.6.1.1. ÁNGULOS TIERRA-SOL

La tierra gira alrededor del sol cada 365,25 días en una órbita ligeramente elíptica, con una distancia media Tierra-Sol de  $1,496 \times 10^{11}$  m, valor definido como Unidad Astronómica (1 UA).

El plano definido por la órbita de la Tierra alrededor del Sol se denomina plano de la eclíptica o plano eclíptico.

En el afelio, punto más alejado de la órbita de la Tierra respecto del sol, la distancia alcanza los  $1,52 \times 10^{11}$  m (1,01671 UA), produciéndose alrededor de los primeros días de julio, 14 días después del solsticio de primavera.

El perihelio, punto más cercano de la órbita de la Tierra respecto del sol, se produce alrededor del 2 día de enero, 14 días después del solsticio de invierno, y se alcanza la distancia mínima entre la Tierra y el Sol de  $1,47 \times 10^{11}$  m (0,98329 UA).

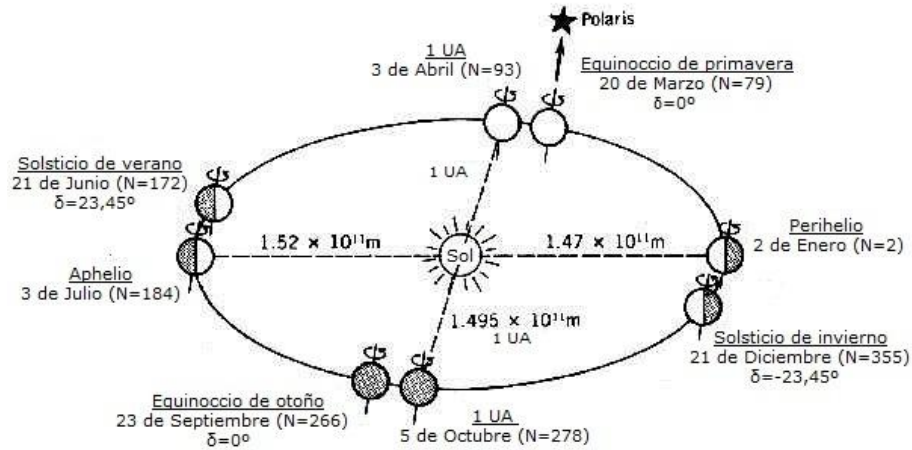


Ilustración 39. Plano de la eclíptica mostrando las variaciones de la distancia Tierra-Sol y los equinoccios y solsticios.

Las fechas y el número de días mostrados en la ilustración 39 corresponden a 1981 y pueden variar uno o dos días en función del año.

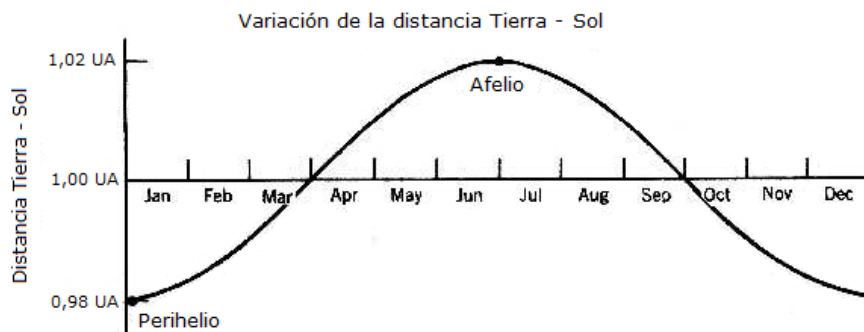


Ilustración 40. Variación de la distancia Tierra-Sol.

La Tierra gira sobre su eje polar, que se encuentra inclinado sobre el plano de la eclíptica  $23,45^\circ$ , en ciclos de aproximadamente 24 horas. La dirección en que apunta el eje polar es fija en el espacio, y se alinea con la Estrella Polar (Polaris) sobre unos 45 minutos de arco (13 mrad). La rotación sobre su eje polar produce los periodos de día y de noche, y la inclinación de eje en relación con el plano de la eclíptica produce las estaciones del año debido al giro de la Tierra alrededor del Sol.

#### 4.6.1.1.1. ÁNGULO HORARIO

Para describir la rotación de la Tierra sobre su eje polar, se utiliza el concepto de ángulo horario ( $\omega$ ).

Como se muestra en la ilustración 41, el ángulo horario es la distancia angular entre el meridiano del observador y el meridiano cuyo plano contiene el Sol, es decir, el meridiano paralelo a los rayos del Sol incidentes.

El ángulo horario es cero en el mediodía solar (cuando el sol alcanza su punto más alto en el cielo). En este momento, se dice que el sol está exactamente al sur (o al norte, en el hemisferio

sur) desde el plano meridiano del observador que contiene al Sol. Cada hora, el ángulo horario aumenta  $15^\circ$ .

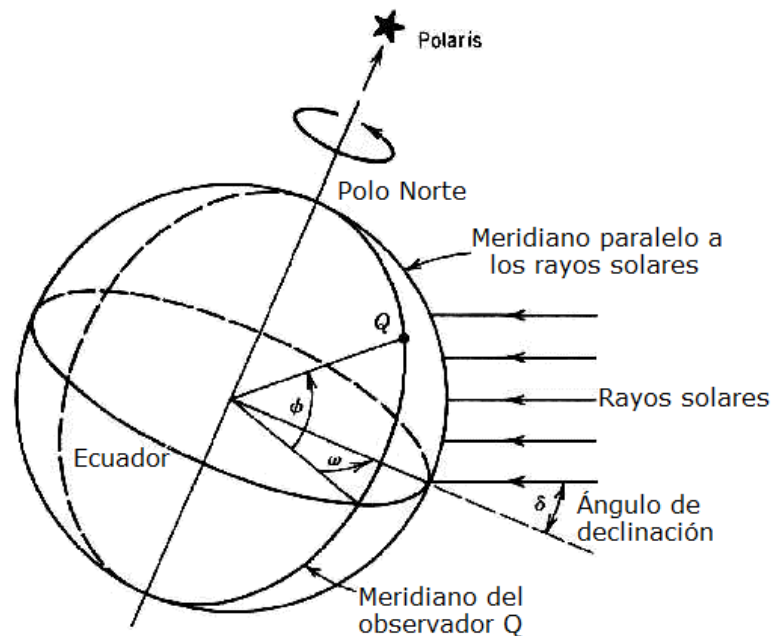


Ilustración 41. Ángulo horario.

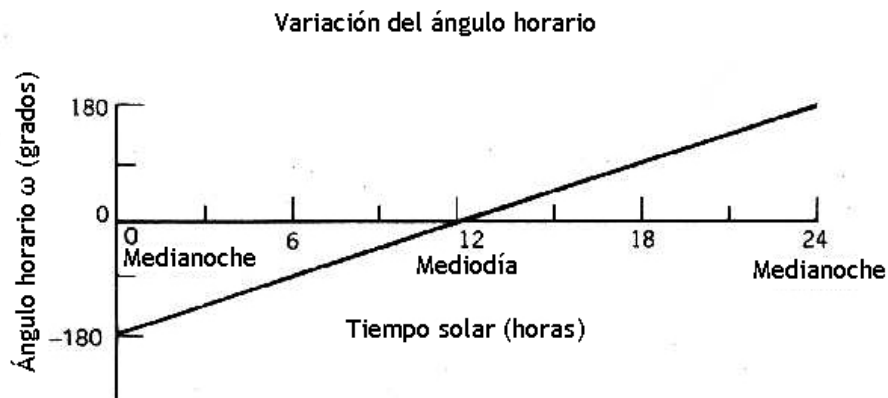


Ilustración 42. Variación del ángulo horario.

Para definir el ángulo horario primero hay que definir el concepto de tiempo solar. El horario solar se basa en el reloj de 24 horas, en el que las 12:00 horas es el momento en el que el Sol está exactamente al sur. Este concepto de tiempo solar se utiliza para predecir la dirección de los rayos del sol respecto a un punto cualquiera de la Tierra. El tiempo solar es dependiente de la ubicación (de la longitud), y generalmente no coincide con la hora del reloj local, que es definido por regiones de tiempo por razones administrativas y políticas, entre otras consideraciones.

Así, el tiempo solar se va a utilizar ampliamente para definir la rotación de la Tierra respecto al Sol.

Una expresión utilizada para calcular el ángulo horario de la hora solar viene dado por la expresión:

$$\omega = 15 \cdot (t_s - 12)$$

Donde  $t_s$  es la hora solar en horas.

Para efectos de diseño, la hora del reloj es de poco interés, y es más conveniente utilizar y presentar los datos en función del tiempo solar.

Hay una pequeña diferencia entre el tiempo solar general y el tiempo solar real para una fecha dada, como se muestra en la ilustración 43. Esta diferencia se denomina ecuación del tiempo (EOT).

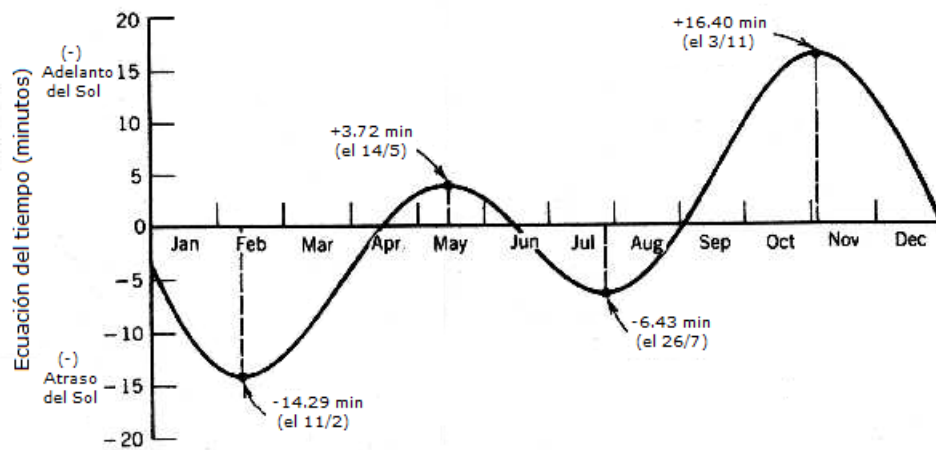


Ilustración 43. Ecuación del tiempo (EOT).

Como el tiempo solar está basado en que la posición más meridional del Sol corresponde a las 12:00 horas del mediodía de un día específico y determinado, la diferencia acumulada entre el tiempo solar y el real puede llegar a acercarse a 17 minutos, tanto por encima como por debajo del tiempo solar principal, durante un ciclo anual.

El nivel de precisión requerido para la determinación de la ecuación del tiempo dependerá de si el diseñador de una instalación solar está realizando mejoras generales de actuación o desarrollando una nueva ecuación de seguimiento.

Un cálculo aproximado de la ecuación del tiempo viene dado por la siguiente expresión, con una precisión cercana a los 30 segundos durante las horas de luz del día.

$$EOT = 0,258 \cdot \cos x - 7,416 \cdot \sin x - 3,648 \cdot \cos 2x - 9,228 \cdot \sin 2x$$

Dónde  $EOT$  viene dado en minutos, y el ángulo  $x$  es definido como una función del día del año,  $N$ :

$$x = \frac{360 \cdot (N - 1)}{365,242}$$

Donde  $N$  es el número de día definido por la tabla 5.

Mes	Número de día, $N$	Notas
Enero	$d$	
Febrero	$d + 31$	

Marzo	$d + 59$	Añadir 1 si es año bisiesto
Abril	$d + 90$	Añadir 1 si es año bisiesto
Mayo	$d + 120$	Añadir 1 si es año bisiesto
Junio	$d + 151$	Añadir 1 si es año bisiesto
Julio	$d + 181$	Añadir 1 si es año bisiesto
Agosto	$d + 212$	Añadir 1 si es año bisiesto
Septiembre	$d + 243$	Añadir 1 si es año bisiesto
Octubre	$d + 273$	Añadir 1 si es año bisiesto
Noviembre	$d + 304$	Añadir 1 si es año bisiesto
Diciembre	$d + 334$	Añadir 1 si es año bisiesto

Tabla 5. Tabla de conversión Fecha-Número de día.

Evento solar	Número de día, $N$	Fecha
Equinoccio de verano	20 de Marzo	79
Solsticio de primavera	21 de Junio	172
Equinoccio de otoño	23 de Septiembre	267
Solsticio de invierno	21 de Diciembre	355

Tabla 6. Días de especial interés solar.

#### 4.6.1.1.2. ÁNGULO DE DECLINACIÓN

El plano que incluye al ecuador de la Tierra es el plano ecuatorial. Si se traza una línea entre el centro de la tierra y el Sol, el ángulo entre esa línea y el plano ecuatorial de la tierra se denomina ángulo de declinación ( $\delta$ ), tal y como su muestra en la ilustración 44.

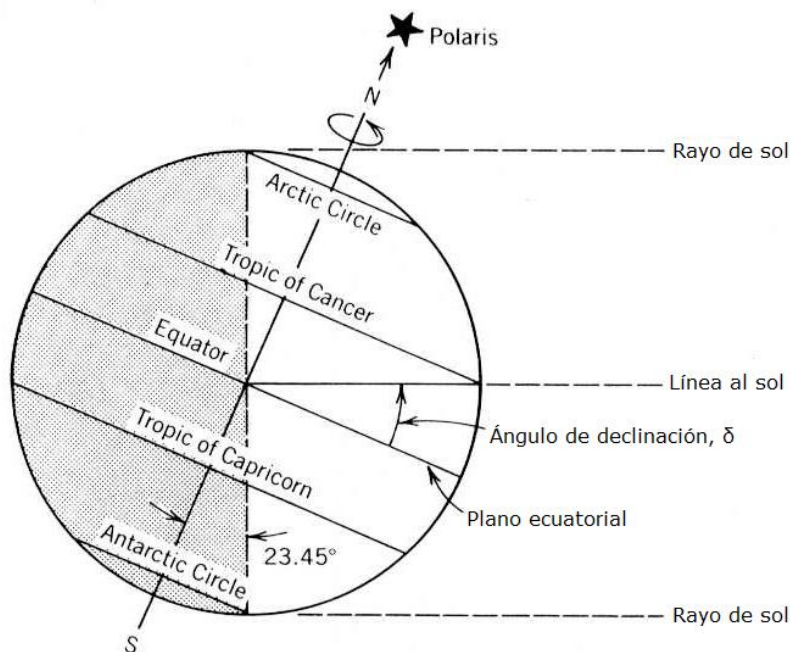


Ilustración 44. Ángulo de declinación y su variación anual.



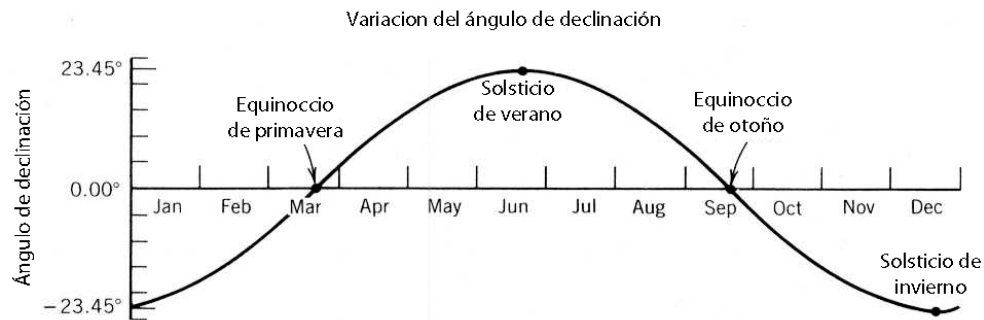


Ilustración 45. Variación anual del ángulo de declinación.

Durante el solsticio de verano en el hemisferio norte, momento del año en el que la parte norte del eje de rotación se encuentra inclinado hacia el sol, el plano ecuatorial de la Tierra se encuentra inclinado  $23,45^\circ$  respecto a la línea Tierra-Sol. El solsticio de verano marca el inicio del verano en el hemisferio norte.

En el solsticio de invierno del hemisferio norte, el plano ecuatorial se encuentra inclinado  $-23,45^\circ$  grados respecto a la línea Tierra-Sol. Por convenio, los ángulos de declinación en invierno son negativos.

Es decir, durante los solsticios el Sol alcanza su máxima posición meridional o boreal, con máxima declinación norte o máxima declinación sur con respecto al ecuador terrestre.

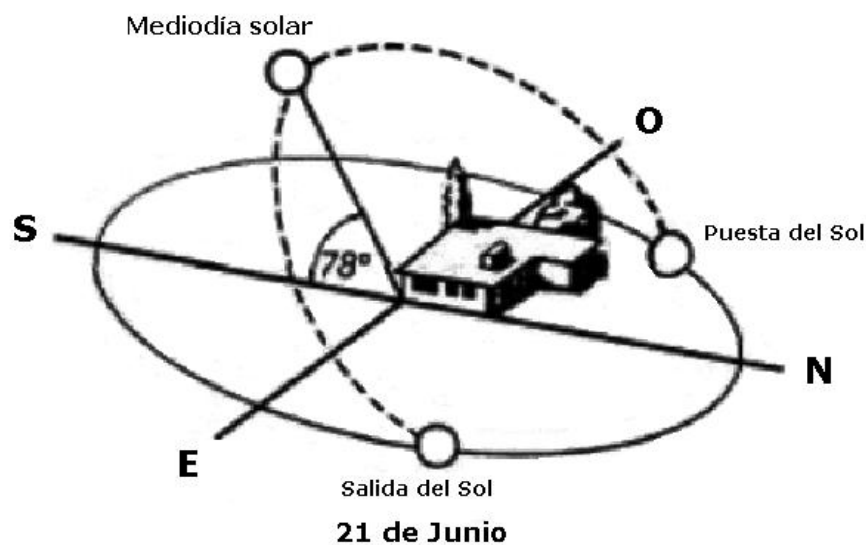


Ilustración 46. Solsticio de verano.

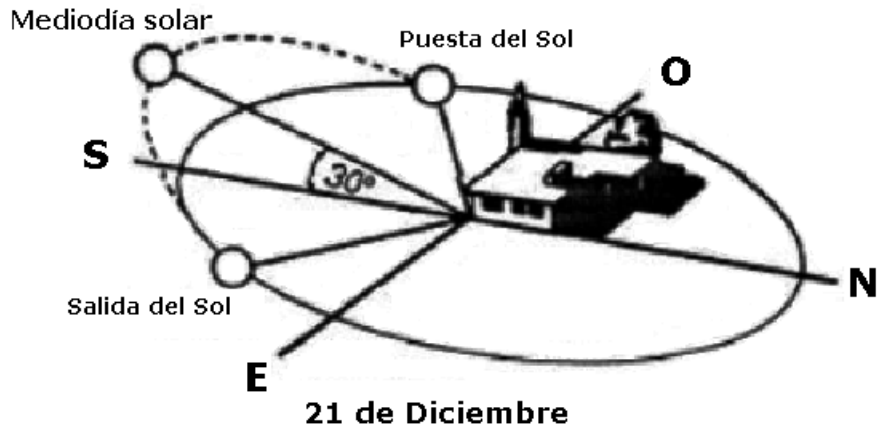


Ilustración 47. Solsticio de invierno.

A medida que la Tierra sigue su órbita anual alrededor del Sol, se alcanza un punto cerca de los 3 meses después del solsticio, en el que la línea Tierra-Sol se encuentra en el plano ecuatorial. En este punto, un observador en el ecuador observa que el Sol está directamente sobre su cabeza al mediodía. Esta situación se denomina equinoccio, momento el cual el Sol es visible y no visible a tiempos iguales, durante 12 horas por periodo.

Durante los equinoccios, el ángulo de declinación ( $\delta$ ) es cero.

Una aproximación precisa, con un error máximo de un grado, del ángulo de declinación en función del número de día en el que se desea calcular viene dado por la siguiente expresión.

$$\sin \delta = 0,39795 \cdot \cos[0,98563 \cdot (N - 173)]$$

Dónde  $N$  es el número de día del año, dado en la tabla 5.

Para valores conseguir valores más precisos del ángulo de declinación es necesario recurrir a publicaciones anuales.

#### 4.6.1.1.3. ÁNGULO DE LATITUD

El ángulo de latitud  $\phi$ , es el ángulo definido entre una línea trazada desde un punto de la superficie de la tierra al centro de la Tierra y el plano ecuatorial.

La intersección del plano ecuatorial con la superficie de la Tierra forma el Ecuador, y es designado con un ángulo de latitud de  $0^\circ$ . El eje de rotación de la Tierra interseca con la superficie la Tierra a  $90^\circ$  grados de latitud (Polo Norte) y a  $-90^\circ$  de latitud (Polo Sur).

Otros ángulos de latitud de interés son el Trópico de Cáncer (paralelo situado a  $23,45^\circ$  latitud Norte) y el Trópico de Capricornio (paralelo situado a  $-23,45^\circ$  latitud Sur), que representan la máxima inclinación de los polos norte y sur, respectivamente, hacia el Sol.

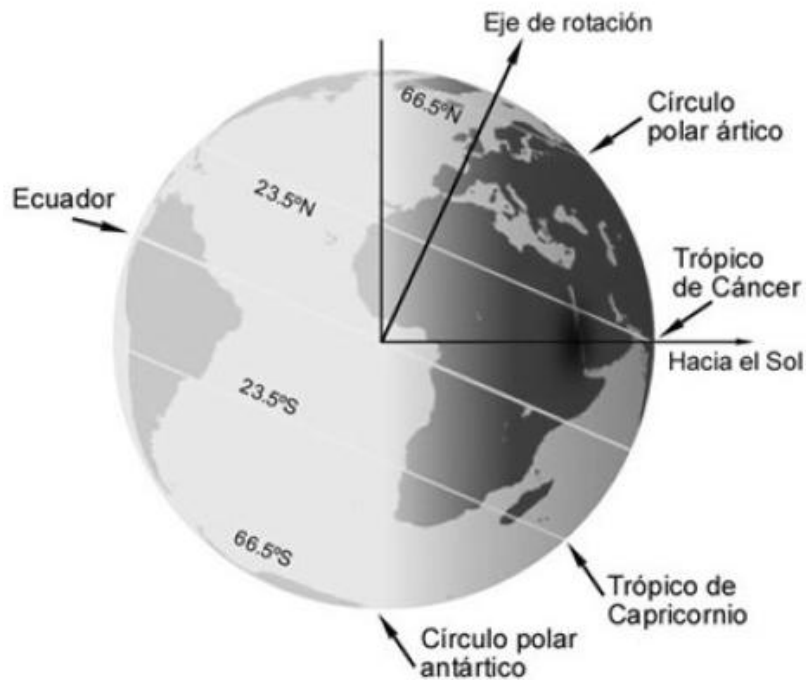


Ilustración 48. Paralelos a distintos ángulos de latitud.

Otros dos ángulos de latitud de interés son el Círculo Polar Ártico (paralelo situado a  $66,55^\circ$  latitud Norte) y el Círculo Polar Antártico (paralelo situado a  $-66,55^\circ$  latitud Sur) que representan la intersección de una perpendicular a la línea Sol-Tierra cuando los polos Sur y Norte se encuentran en su máxima inclinación hacia el Sol.

Es decir, los Trópicos de Cáncer y Capricornio representan las mayores latitudes donde el Sol se encuentra directamente en la vertical en el mediodía solar, y los Círculos Polares Ártico y Antártico, las menores latitudes donde hay 24 horas de luz solar u oscuridad. Todos estos eventos ocurren durante los solsticios de verano y de invierno.

Cualquier lugar de la superficie de la tierra puede ser definido por la intersección de un ángulo de longitud y un ángulo de latitud.

#### 4.6.1.2. ÁNGULOS OBSERVADOR-SOL

Como el Sol se observa desde una posición cualquiera de la superficie de la Tierra, también es necesario definir la posición del Sol con relación con un sistema de coordenadas basado en el punto de observación, no con origen en el centro de la Tierra.

Los sistemas de coordenadas convencionales basados en la superficie de la Tierra están formados por una línea recta vertical hacia el firme y un plano horizontal que contiene las líneas norte-sur y este-oeste.

La posición del Sol con respecto a este sistema de coordenadas se puede describir mediante dos ángulos, el “ángulo de altitud solar” y el “ángulo cenital solar”. Dado que el Sol no aparece como un punto en el cielo, sino como un disco de tamaño finito, los ángulos anteriormente

descritos se van a definir respecto el centro de ese disco, es decir, en relación con el “rayo central” del Sol.

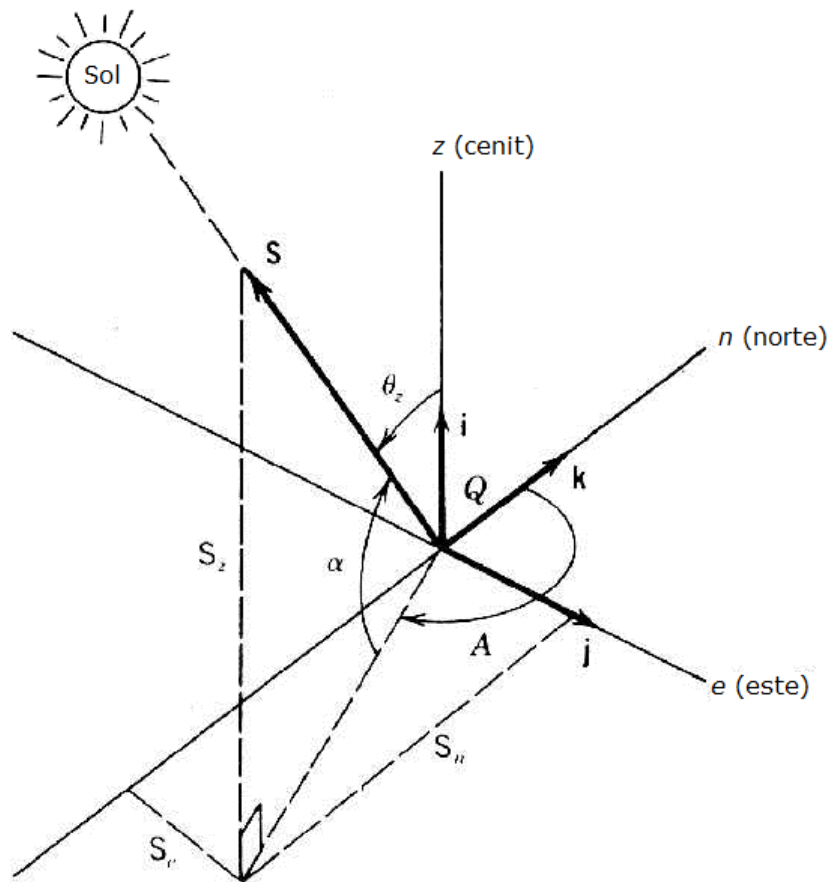


Ilustración 49. Sistema de coordenadas en la superficie terrestre.

De esta forma, el vector  $\vec{S}$  que define la posición del Sol respecto de un punto cualquiera de la superficie terrestre donde se encuentra el observador  $Q$ , se define como:

$$\vec{S} = S_z \cdot \vec{i} + S_e \cdot \vec{j} + S_n \cdot \vec{k}$$

Dónde  $\vec{i}$ ,  $\vec{j}$  y  $\vec{k}$  son vectores unitarios en las direcciones de los ejes  $z$ ,  $e$  y  $n$ , respectivamente. La dirección de los cosenos de  $\vec{S}$  relativos a los ejes  $z$ ,  $e$  y  $n$  son  $S_z$ ,  $S_e$  y  $S_n$ , respectivamente. Estos pueden escribirse en términos del ángulo de altitud solar y del ángulo de azimut solar:

$$S_z = \sin \alpha$$

$$S_e = \cos \alpha \cdot \sin A$$

$$S_n = \cos \alpha \cdot \cos A$$

#### 4.6.1.2.1. ÁNGULO DE ALTITUD SOLAR

El ángulo de altitud solar ( $\alpha$ ) se define como el ángulo entre el rayo central del Sol, y un plano horizontal que contiene el observador, como se muestra en la ilustración 49.

La siguiente ecuación expresa el ángulo de altitud solar en función de la latitud del observador (ubicación en la superficie de la tierra), el ángulo horario (momento del día, ubicación temporal) y la declinación del Sol (fecha, ubicación temporal):

$$\alpha = \sin^{-1}(\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \omega \cos \phi)$$

#### 4.6.1.2.2. ÁNGULO CENITAL SOLAR

El ángulo cenital solar ( $\theta_z$ ) es un ángulo alternativo al ángulo de altitud solar para definir la altura del Sol. Simplemente se trata del ángulo complementario al ángulo de altitud solar ( $\alpha$ ).

Al calcularse la altura del Sol en función del ángulo que forman los rayos centrales y el eje polar al sistema de coordenadas definido, que es el ángulo complementario del ángulo de altitud solar anteriormente definido, la expresión de cálculo es la siguiente:

$$\theta_z = 90 - \alpha$$

#### 4.6.1.2.3. ÁNGULO DE AZIMUT SOLAR

El ángulo de azimut solar (A) es el segundo ángulo necesario para definir la posición del Sol respecto al sistema de coordenadas observador-Sol.

Este ángulo, define el ángulo formado, medido en sentido horario en el plano horizontal, desde el eje de coordenadas que apunta en dirección norte a la proyección de los rayos centrales del Sol en el plano horizontal.

$$A'' = \cos^{-1} \left( \frac{\sin \delta \cos \phi - \cos \delta \cos \omega \sin \phi}{\cos \alpha} \right)$$

$$\text{si } \omega > 0 \text{ entonces } A = 360^\circ - A''$$

$$\text{si } \omega \leq 0 \text{ entonces } A = A''$$

#### 4.6.1.3. VISIÓN GEOMÉTRICA DEL RECORRIDO SOLAR

El recorrido del Sol a lo largo del cielo durante un día se puede modelar como un disco desplazado del observador. Esta visión geométrica del recorrido solar puede ser útil para la visualización de los movimientos del Sol.

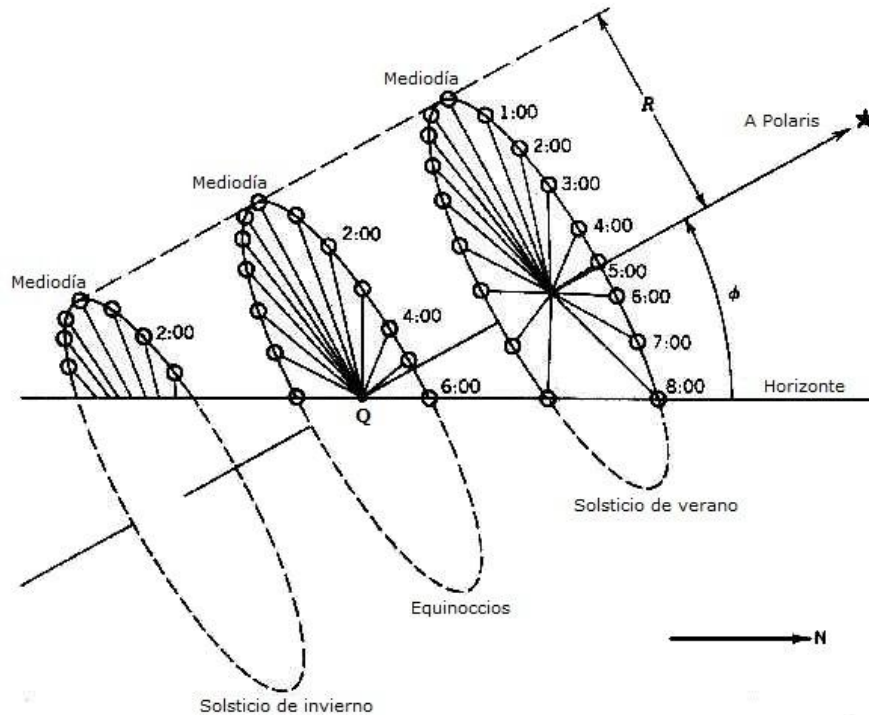


Ilustración 50. Visión geométrica del recorrido solar visto por un observador en Q.

El Sol puede ser representado como un punto de un disco de radio  $R$  en movimiento, con una velocidad de giro del disco de  $15^\circ$  por hora. Como se muestra en la ilustración 50, el centro de este disco aparece en distintas posiciones a lo largo del eje polar, el cual pasa por el punto en el que se encuentra el observador  $Q$  y se encuentra inclinado sobre el horizonte con un ángulo igual al ángulo de latitud ( $\phi$ ) correspondiente a su posición en la superficie de la tierra y apuntando hacia la estrella Polaris.

El centro del disco coincide con el observador  $Q$  en los equinoccios y se encuentra desplazado una distancia de  $R \cdot \tan \delta$  en otros momentos del año. Los extremos de este recorrido se alcanzan en los solsticios, cuando el disco está desplazado una distancia de  $\pm 0,424 \cdot R$  a lo largo del eje polar.

Esto puede ser observado en invierno, cuando gran parte del disco se encuentra por debajo del horizonte, dando lugar a menos horas de luz durante el día y una elevación solar menor que la observada desde la posición  $Q$ .

En los equinoccios, el Sol sale exactamente por el este exactamente a las 6:00 AM de la hora solar, para el observador el Sol viaja a una velocidad constante a través del cielo a lo largo de un plano inclinado con la vertical un ángulo equivalente al ángulo de latitud. Exactamente la mitad del disco se encuentra sobre el horizonte, ofreciendo una duración del día de 12 horas. Al mediodía, el observador observará que el ángulo cenital solar es el mismo que el ángulo de latitud local. El Sol se pone exactamente a las 6:00 PM de la hora solar, con un ángulo de azimut solar de exactamente  $270^\circ$ , justamente al oeste.

En verano, el centro del disco se encuentra por encima del observador, dando lugar a una mayor cantidad de horas de sol y a mayores ángulos de altitud solar, con el Sol apareciendo por la parte norte del cielo en las mañanas y las tardes.



Dado que la inclinación del eje polar varía con la latitud se puede ver que hay algunas latitudes donde el disco en el solsticio de primavera está íntegramente por encima de la superficie del horizonte. Esto se observa para latitudes mayores de  $66,55^\circ$ , esto es, por encima del Círculo Polar Ártico. En el Ecuador, el eje polar es horizontal y exactamente la mitad del disco aparece por encima de la superficie del horizonte, lo que significa que la duración del día y de la noche es de 12 horas para cualquier día del año.

Una prueba para determinar si el Sol se encuentra en la parte norte del cielo o no puede ser desarrollado mediante el uso de esta geometría.

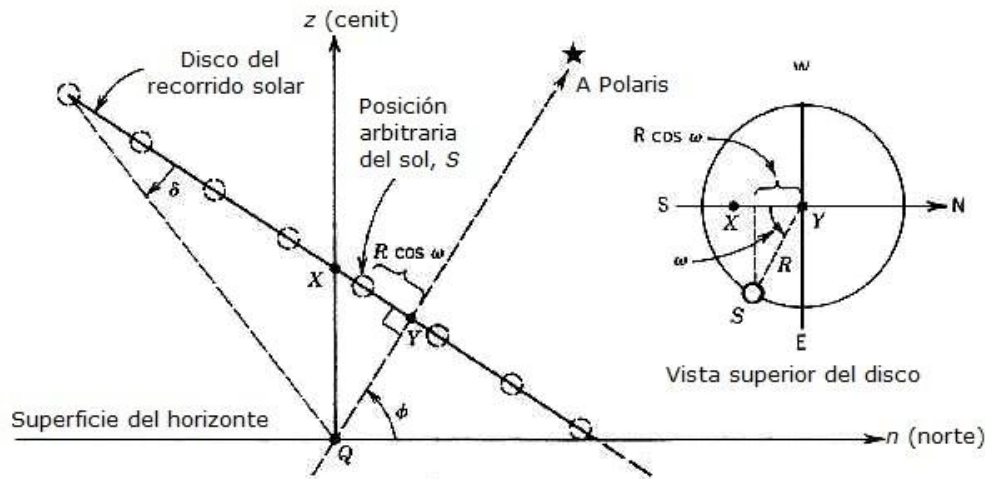


Ilustración 51. Vista lateral del disco de recorrido solar durante el verano cuando el centro del disco Y se encuentra sobre el observador Q.

En el verano, el disco del recorrido solar con radio R tiene su centro Y desplazado por encima del observador Q. El punto X está definido por una perpendicular por Q. En el plano n-z, la proyección de la posición de S sobre la línea que contiene X e Y será  $R \cdot \cos \omega$ , donde  $\omega$  es el ángulo horario.

La prueba certera de que el Sol se encuentra en la parte norte es:

$$R \cdot \cos \omega < \text{distancia XY}$$

La distancia XY se encuentra definida por argumentos geométricos.

$$\cos \omega < \frac{\tan \delta}{\tan \phi}$$

## 5. MODELADO MATEMÁTICO

### 5.1.INTRODUCCIÓN

Se va a desarrollar un modelo matemático simplificado, mostrado por Francisco J. Collado, que permite una rápida evaluación de la energía global anualmente recogida por un campo envolvente de heliostatos.

Este método simplificado y pseudo-continuo es una combinación de la función analítica de la densidad de flujo producida por cada heliostato sobre la superficie del receptor, desarrollada por Francisco J. Collado, y una optimización de la función de distribución de los espejos desarrollada por la Universidad de Houston para el proyecto Solar One Project.

Este modelo simplificado no debería sustituir otras evaluaciones discretas más elaboradas y precisas, que manejen miles de coordenadas para cada heliostato. Sin embargo, ha sido reconocido que este tipo de modelos pseudo-continuos puede ser muy apropiados para realizar rápidas estimaciones preliminares.

Este proyecto se dirige a abordar y solventar la dificultad de generar una distribución preliminar de un campo solar para un elevado número de heliostatos, sustituyendo la función densidad de espejos de la Universidad de Houston por una distribución discreta de miles de heliostatos.

Entonces, dada la altura de la torre dónde se encuentra el dispositivo óptico de recepción del flujo solar, unas dimensiones del receptor y un diseño de heliostato, la primera y principal dificultad es encontrar algún criterio apropiado para la distribución, por primera vez, de miles de heliostatos en el campo solar.

La principal novedad es la definición directa de miles de coordenadas de heliostatos a partir de dos parámetros básicos, como lo son un simplificado factor de bloqueo y una distancia adicional de seguridad entre heliostatos.

La obtención de una distribución preliminar de los heliostatos del campo solar sería el primer paso del complejo proceso de diseño de una central de concentración solar con receptor de torre.

### 5.2.PROBLEMÁTICA

En los alrededores de una central termosolar basada en un receptor de torre central, se debe colocar los heliostatos de la forma más densa posible en las zonas más cercanas a la torre, ya que es donde se consigue la mayor eficiencia óptica.

Desgraciadamente, las sombras (de un heliostato recibiendo la luz del sol sobre el resto de los heliostatos vecinos) y el bloqueo (de los rayos solares reflejados desde un heliostato por el resto de heliostatos vecinos) fuerzan a distanciar las hileras de heliostatos unas de otras así como se alejan también de la torre. Debido a ello, se fuerza a colocar muchos heliostatos en regiones con una eficiencia óptica medio-baja.

Como el factor de sombras y bloqueo están incluidos en la eficiencia óptica, se plantea una disyuntiva entre la densidad de espejos, y las sombras y bloqueo entre heliostatos. Por lo tanto, definir una solución de compromiso adecuada, es crucial para el diseño óptimo del campo de heliostatos. Un procedimiento de optimización exacta, debería trabajar con distribuciones discretas de miles de heliostatos para cada uno de los diseños analizados, calculando la eficiencia óptica y el efecto de las sombras y el bloqueo para cada uno de los heliostatos de forma individual en cada instante de tiempo.

En otros trabajos recientes, se han analizado algunos de los códigos disponibles para optimizar el diseño y/o cálculo de las prestaciones de un campo de heliostatos en una planta solar de torre central. Estos estudios han clasificado estas herramientas en dos grandes grupos: por un lado códigos de optimización para el diseño de instalaciones, tales como HFLCAL, los códigos UH, o la suite RCELL, formada por UHC-RCELL y (WIN) DELSOL3; y por el otro lado, los códigos de análisis del rendimiento, para evaluar la eficacia óptica de una instalación determinada, como por ejemplo FIAT LUX, o el propio código UH.

Pero para todos los códigos anteriores de optimización, el primer paso es siempre establecer un diseño preliminar para iniciar el proceso de optimización.

Por lo tanto, es claro que para ensayos preliminares u optimizaciones iniciales, debería ser muy conveniente ser capaz de generar miles de coordenadas para definir el campo solar de una manera rápida y eficiente, para alimentar el proceso de optimización.

### 5.3.PUNTO DE DISEÑO

Se conocen las ecuaciones del ángulo de altitud solar y del ángulo azimut, descritas en términos de los ángulos de latitud, declinación y ángulo horario (véase capítulo 4.6.1). Esto permite calcular la posición del Sol en el cielo, en función de la fecha, hora y localización de la central de producción de energía eléctrica.

La localización de la planta termosolar considerada está situada en las instalaciones de la Plataforma Solar de Almería (PSA), perteneciente al Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), que es el mayor centro de investigación, desarrollo y ensayos de Europa dedicado a las tecnologías solares de concentración.

La PSA está situada en el Sudeste de España, en el Desierto de Tabernas a 37° 05' 27,8" Latitud Norte y 2° 21' 19" Longitud Oeste.

En consecuencia, se define el ángulo de latitud de la instalación como:

$$\phi = 37,09105556^\circ$$

Recibe una insolación directa anual por encima de los  $1.900 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$  y la temperatura media anual está en torno a los 17°C.

Irradiación típica de diseño de la localización:

$$I_d = 950 \text{ W/m}^2$$

El punto de diseño elegido para la creación y estudio del campo de heliostatos es el equinoccio solar de primavera del año 2010, correspondiente al 20 de marzo de 2010, a las 12:00 horas de tiempo solar:

$$N = 79$$

$$t_s = 12 \text{ h}$$

Para estas condiciones, se puede definir la posición del Sol a partir de los ángulos descritos en capítulo anteriores (véase apartado 4.6.1).

Ángulo de declinación es nulo, valor correspondiente al equinoccio de primavera.

$$\delta = \sin^{-1}[0,39795 \cdot \cos[0,98563 \cdot (79 - 173)]] = 0,0110 \cong 0 \text{ rad}$$

El ángulo horario es nulo, debido a que la evaluación de la programación matemática se va a realizar siempre a las condiciones del mediodía solar.

$$\omega = 15 \cdot (12 - 12) = 0 \text{ rad}$$

El ángulo de altitud solar y su ángulo complementario, el ángulo cenital solar, toman los valores:

$$\alpha = \sin^{-1}(\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \omega \cos \phi) = 0,9234 \text{ rad} = 52,9089^\circ$$

$$\theta_z = 90 - \alpha = 0,6474 \text{ rad} = 37,0911^\circ$$

Ángulo de azimut solar:

$$A = 3,1416 \text{ rad} = 180^\circ$$

Para realizar un estudio más pormenorizado del campo solar y poder evaluar su comportamiento en distintas condiciones, se van a elegir otros puntos de diseño en condiciones totalmente opuestas a las del punto de diseño original.

Uno de los puntos de diseño alternativos escogidos es el solsticio de invierno del año 2010, correspondiente al 21 de diciembre de 2010, a las 12:00 horas de tiempo solar:

$$N = 355$$

$$t_s = 12 \text{ h}$$

Para estas condiciones, se puede definir de nuevo la posición del Sol a partir de los ángulos descritos en capítulo anteriores (véase 4.6.1).

Ángulo de declinación es mínimo, considerando una localización en el hemisferio norte, valor correspondiente al solsticio de invierno.

$$\delta = \sin^{-1}[0,39795 \cdot \cos[0,98563 \cdot (355 - 173)]] = -0,3882 \text{ rad} = -22,2413^\circ$$

El ángulo horario es nulo, debido a que la evaluación de la programación matemática se va a realizar siempre a las condiciones del mediodía solar.

$$\omega = 15 \cdot (12 - 12) = 0 \text{ rad}$$

El ángulo de altitud solar y su ángulo complementario, el ángulo cenital solar, toman los valores:

$$\alpha = \sin^{-1}(\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \omega \cos \phi) = 0,5353 \text{ rad} = 30,6677^\circ$$

$$\theta_z = 90 - \alpha = 1,0355 \text{ rad} = 59,3323^\circ$$

Ángulo de azimut solar:

$$A = 3,1416 \text{ rad} = 180^\circ$$

El segundo de los puntos de diseño alternativos, es el solsticio de invierno del año 2010, correspondiente al 21 de junio de 2010, a las 12:00 horas de tiempo solar:

$$N = 172$$

$$t_s = 12 \text{ h}$$

Para estas condiciones, se puede definir de nuevo la posición del Sol a partir de los ángulos descritos en capítulo anteriores (véase 4.6.1).

Ángulo de declinación es máximo, considerando una localización en el hemisferio norte, valor correspondiente al solsticio de verano.

$$\delta = \sin^{-1}[0,39795 \cdot \cos[0,98563 \cdot (172 - 173)]] = 0,4093 \text{ rad} = 22,45^\circ$$

El ángulo horario es nulo, debido a que la evaluación de la programación matemática se va a realizar siempre a las condiciones del mediodía solar.

$$\omega = 15 \cdot (12 - 12) = 0 \text{ rad}$$

El ángulo de altitud solar y su ángulo complementario, el ángulo cenital solar, toman los valores:

$$\alpha = \sin^{-1}(\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \omega \cos \phi) = 1,3327 \text{ rad} = 76,3590^\circ$$

$$\theta_z = 90 - \alpha = 0,2381 \text{ rad} = 13,6410^\circ$$

Ángulo de azimut solar:

$$A = 3,1416 \text{ rad} = 180^\circ$$

## 5.4.DATOS DE PARTIDA

Las dimensiones del sistema de recepción del flujo solar están basadas en los datos de la central termoeléctrica solar de torre central "Gemasolar Thermosolar Plant", con una potencia de salida de 17 MW.

Altura de la torre que soporta el receptor:

$$THT = 150 \text{ m}$$

Altura del receptor:

$$LR = 10,5 \text{ m}$$

Diámetro del receptor:

$$DR = 8,4 \text{ m}$$

Diseño del receptor de flujo solar:

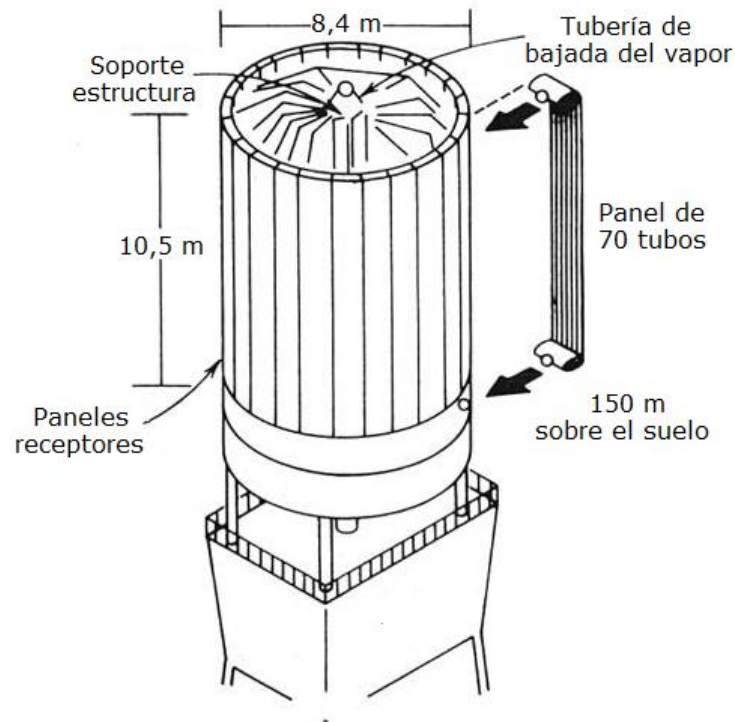


Ilustración 52. Receptor de la central termosolar Solar One.

Área de cada heliostato:

$$AH = 120 \text{ m}^2$$

Altura de cada heliostato:

$$LH = 10,45 \text{ m}$$

Relación de área de espejo de cada heliostato:

$$AmAh = \frac{115}{120} = 0,9583$$

Factor de bloqueo:

$$f_b = 0,95$$

Distancia de seguridad entre heliostatos:

$$ds = 0,3 \text{ m}$$

Radio mínimo del campo de heliostatos:

$$R_{mín} = 65 \text{ m}$$

Relación altura-radio de cada heliostato:

$$wr = 1,0$$

Reflectividad de la superficie reflejante de cada heliostato:

$$\rho = 0,8883$$

Desviación estándar debida a la forma solar:

$$\sigma_{sun} = 0,00251 \text{ rad}$$



Desviación estándar debida a errores de superficie:

$$\sigma_s = 0,002 \text{ rad}$$

Desviación estándar debida a errores de seguimientos:

$$\sigma_{tra} = 0,001 \text{ rad}$$

Inclinación del campo de heliostatos:

$$\beta = 0 \text{ rad}$$

## 5.5.PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA

### 5.5.1. CAMPO DE HELIOSTATOS

Se considera la diagonal de un heliostato, DH, como:

$$DH = \sqrt{1 + wr^2} \cdot LH$$

La diagonal de un heliostato, considerando una distancia de seguridad:

$$DHs = \left( \sqrt{1 + wr^2} + ds \right) \cdot LH$$

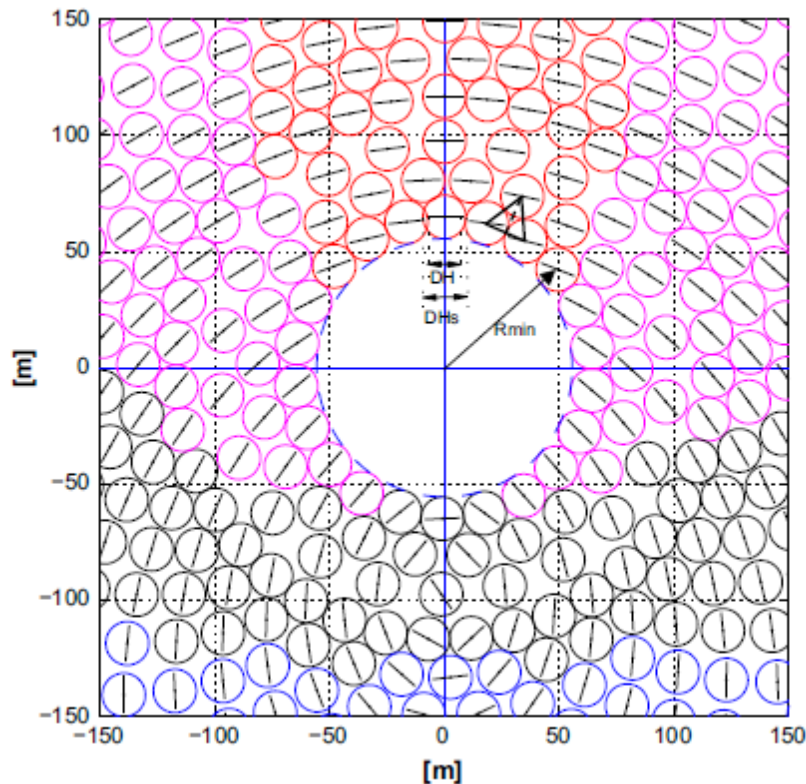


Ilustración 53. Nomenclatura utilizada.

El incremento del ángulo azimut se conserva para todas las hileras de heliostatos que se encuentren situadas en la misma zona. Debido a ello, los heliostatos adyacentes en la misma zona se van separando unos de otros a medida que la hilera de heliostatos se va desplazando hacia afuera, alejándose de la torre central.

$$\Delta\alpha_T = 2 \cdot \tan[(DH_s/2)/R_{zone}]$$

Es necesario empezar una nueva zona, cuya primera hilera de heliostatos tenga un nuevo incremento de ángulo azimut y de radio zonal  $R_{zone}$ , en el momento que se pueda situar nuevos heliostatos adyacentes, tangentes unos a otros, en el espacio disponible entre heliostatos, respetando la distancia de seguridad entre heliostatos considerada.

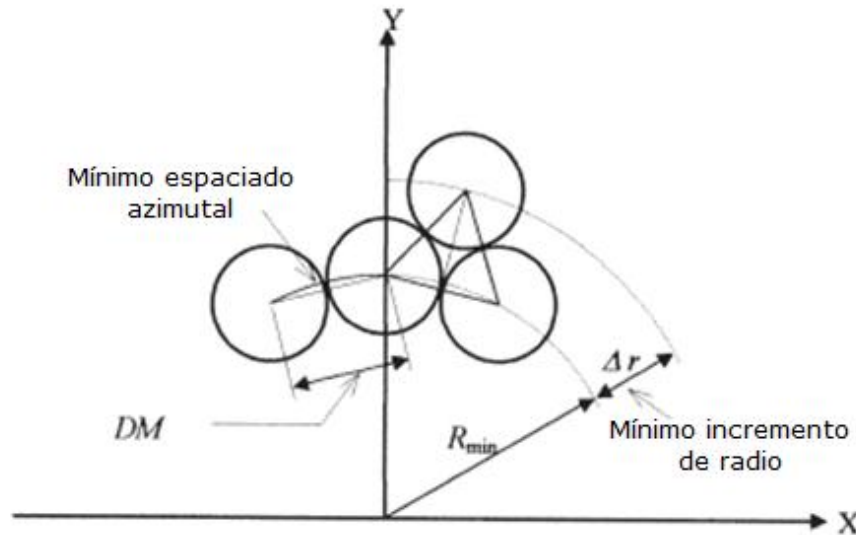


Ilustración 54. Espaciado azimutal e incremento de radio mínimo.

Incremento de radio mínimo entre filas consecutivas de heliostatos:

$$\Delta R_{min} \approx DH_s \cdot \cos 30$$

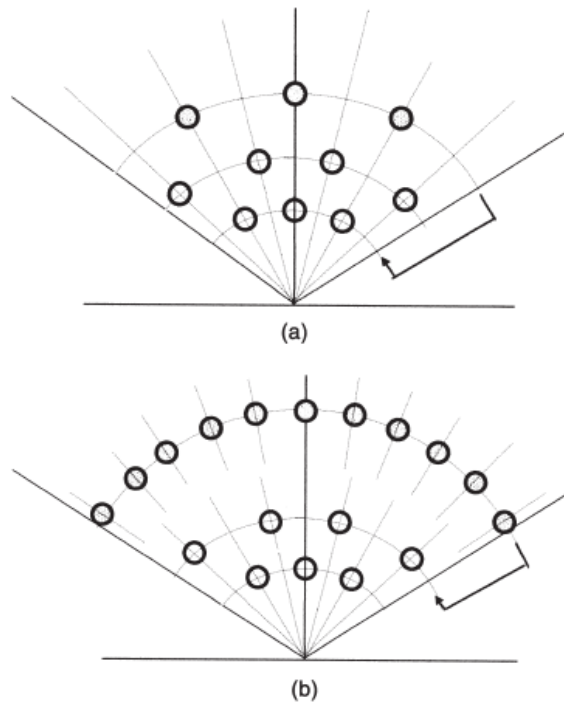


Ilustración 55. (a) Añadiendo una nueva fila en el mismo grupo (b) Añadiendo nueva fila en un nuevo grupo.

Incremento de radio entre filas consecutivas de heliostatos:

$$\Delta R = \left[ \left( \frac{\cos \omega_i}{\cos \varepsilon_T} \right) \cdot \left( 1 - \frac{(1 - f_b) \cdot wr}{2 \cdot wr - (\sqrt{1 + wr^2} + ds)} \right) \right] \cdot LH$$

El valor del incremento del radio mínimo para cada uno de los heliostatos, será el máximo valor obtenido entre las dos ecuaciones.

### 5.5.2. EFICIENCIA

La eficiencia óptica local de cada heliostato viene dada por:

$$\eta_f = \cos \omega \cdot f_b \cdot f_{sp} \cdot f_{at}$$

Donde  $\cos \omega$  es el coseno incidente de la radiación solar,  $f_b$  el factor de bloqueo,  $f_{sp}$  el factor de “spillage” o desbordamiento, y  $f_{at}$  el factor de atenuación atmosférica.

Se va a considerar la eficiencia óptica del campo de heliostatos como:

$$\eta_{f \text{ campo solar}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=\text{heliostatos}} \eta_{f_i}}{n^{\circ} \text{ heliostatos}}$$

A continuación, se definen cada uno de los factores que definen la eficiencia óptica de un heliostato.

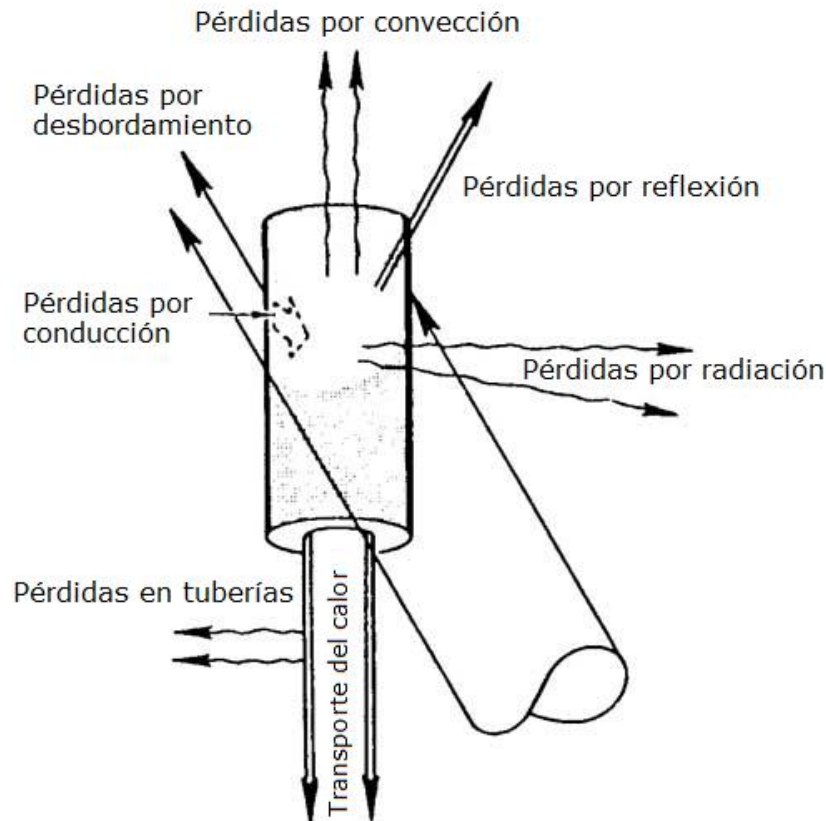


Ilustración 56. Pérdidas de calor de un receptor.

### 5.5.2.1. FACTOR DE BLOQUEO

Para los sistemas con receptor central, hay dos procesos de interacción que reducen la cantidad de energía que puede llegar al receptor desde los heliostatos: las sombras y el bloqueo entre heliostatos adyacentes.

Las sombras ocurren para pequeños ángulos solares cuando un heliostato proyecta su sombra sobre otro heliostato situado en las proximidades. Por ello, no todo el flujo solar incidente es capaz de alcanzar el reflector.

El bloqueo aparece cuando un heliostato, en frente de otro bloque de heliostatos, bloquea el flujo reflejado en su camino hacia el receptor. Se puede advertir en un campo de heliostatos observando la luz reflejada en la parte trasera de los heliostatos.

Ambos procesos se muestran en la ilustración 58.

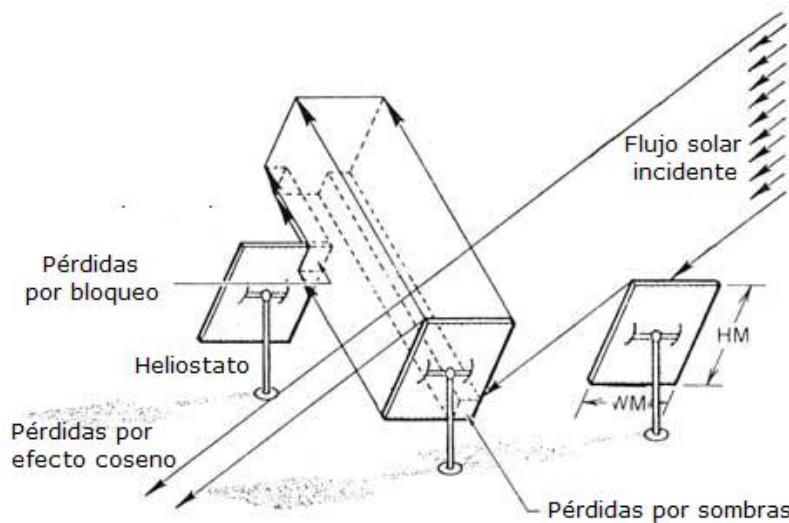


Ilustración 57. Pérdidas de flujo solar debidas al bloqueo y las sombras.

### 5.5.2.2. FACTOR DE SPILLAGE O DESBORDAMIENTO

Las pérdidas de energía por desbordamiento son todas aquellas pérdidas debidas a la energía dirigida hacia el receptor que no incide sobre el área de absorción de este. Es un parámetro de diseño tanto del campo de heliostatos como del receptor.

La precisión de la superficie del heliostato, la dispersión del haz de luz, la desviación del heliostato o la precisión del sistema de seguimiento, tienen un efecto muy importante en la distribución del flujo sobre el receptor y, por tanto, en las pérdidas de energía por "spillage" o desbordamiento.

$$f_{sp} = \frac{pH\left(\frac{lw_r}{2\sqrt{2}\sigma_r}, -a_r, a_r\right) \cdot pH\left(\frac{lh_r}{2\sqrt{2}\sigma_r}, -a_r, a_r\right)}{a_r^2}$$

$$\begin{aligned}
pH(\xi_r, -a_r, a_r) &= \frac{1}{2} \left\{ (\xi_r + a_r) \cdot \operatorname{erf}(\xi_r + a_r) + \frac{1}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-(\xi_r + a_r)^2} - (\xi_r - a_r) \cdot \operatorname{erf}(\xi_r - a_r) \right. \\
&\quad \left. - \frac{1}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-(\xi_r - a_r)^2} \right\} + \text{const.}
\end{aligned}$$

Las pérdidas de energía por desbordamiento se pueden evitar aumentando el tamaño físico del receptor. Generalmente, es lo suficientemente grande como para conseguir interceptar la mayor parte de la radiación reflejada hacia él por el campo de heliostatos, y para mantener los valores de flujo solar incidente lo suficientemente bajos para el fluido de transferencia de calor. Sin embargo, su tamaño está limitado por las pérdidas de calor, tanto por radiación como por convección, que son directamente proporcionales al área del receptor.

Determinar un tamaño óptimo para el receptor, requiere de números estudios y procesos de optimización mediante la modelización por ordenador del campo de heliostatos.

### 5.5.2.3. FACTOR DE ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA

Muchos factores importantes en la generación de una distribución del campo de heliostatos, sugieren que el campo debería extenderse al norte, mediante la utilización de una torre solar de gran altura. La limitación más grave para la colocación lejana de los heliostatos en un campo es la atenuación del haz reflejado, por su viaje desde el heliostato hasta el receptor.

Para un día claro, con una visibilidad de 23km, se considera un factor de atenuación de:

$$f_{at} = 0,99326 - 0,1046 \cdot S + 0,017 \cdot S^2 - 0,002845 \cdot S^3$$

Para un día con neblina, con una visibilidad de 5km, la expresión del factor de atenuación varía:

$$f_{at} = 0,98707 - 0,2748 \cdot S + 0,03394 \cdot S^2$$

Dónde  $S$  es la distancia real e inclinada existente entre los heliostatos y el receptor en kilómetros.

El efecto de la transmitancia atmosférica se representa gráficamente en la ilustración 59.

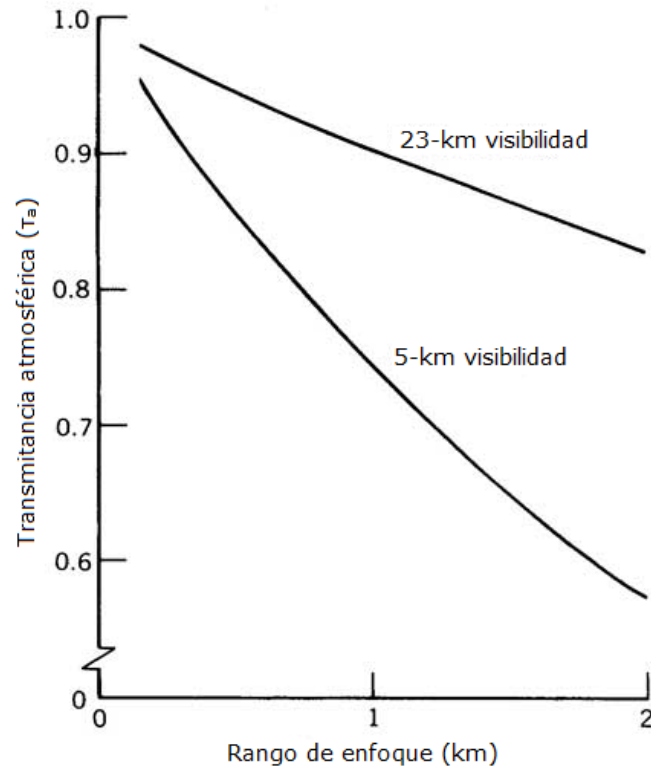


Ilustración 58. Transmitancia atmosférica para una atmósfera limpia y brumosa.

### 5.5.3. REFLEXION SOBRE UN PUNTO FIJO

En los sistemas de concentración con receptor central, los rayos de sol que inciden sobre el campo de espejos móviles, los heliostatos, son reflejados sobre un único punto fijo en el espacio, situado en la superficie del receptor.

La geometría apropiada puede ser descrita mejor utilizando coordenadas cenital, norte y este ( $z$ ,  $e$  y  $n$ ) con su origen en O, en la base del punto fijo A, objetivo de los rayos de Sol reflejados tal y como se muestra en la ilustración 60.



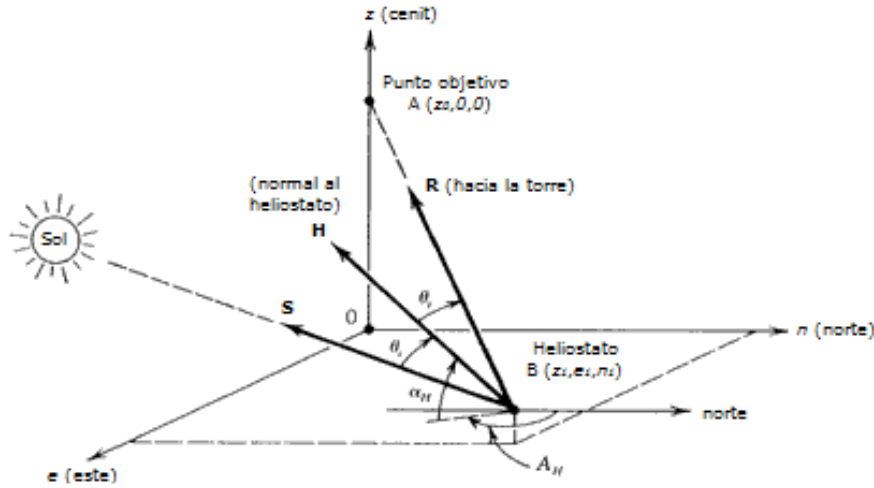


Ilustración 59. Coordenadas que definen la reflexión de los rayos de sol en un heliostato hacia un único punto fijo.

La localización de la superficie reflectante o heliostato B, puede ser definida con los valores  $z_1$ ,  $e_1$  y  $n_1$  y el punto fijo objetivo, situado a una altura  $z_0$  sobre el origen de coordenadas.

Para predecir los ángulos de altitud solar y de azimut de cada heliostato, se deben definir tres vectores unitarios.

El vector unitario del rayo solar central,  $\vec{S}$ , que apunta hacia el Sol, ya ha sido descrito anteriormente (véase apartado 4.6.1.2).

El vector unitario  $\vec{R}$ , que apunta desde la superficie del reflector o heliostato hacia el punto fijo objetivo A, situado en el receptor del flujo solar, se define como:

$$\vec{R} = \frac{(z_0 - z_1) \cdot \vec{i} - e_1 \cdot \vec{j} - n_1 \cdot \vec{k}}{\sqrt{(z_0 - z_1)^2 + e_1^2 + n_1^2}}$$

Dónde  $\vec{i}$ ,  $\vec{j}$  y  $\vec{k}$  son los vectores unitarios en las direcciones de los ejes de coordenadas  $z$ ,  $e$  y  $n$ , respectivamente.

$$\vec{R} = R_z \cdot \vec{i} + R_e \cdot \vec{j} + R_n \cdot \vec{k}$$

La dirección de los cosenos de  $\vec{R}$  relativos a los ejes  $z$ ,  $e$  y  $n$  son  $R_z$ ,  $R_e$  y  $R_n$ .

El tercer vector de interés  $\vec{H}$ , es un vector unitario normal a la superficie del espejo de un heliostato, que se define como:

$$\vec{H} = H_z \cdot \vec{i} + H_e \cdot \vec{j} + H_n \cdot \vec{k}$$

Como las leyes de la reflexión especular requieren que el ángulo de incidencia  $\theta_i$  sea igual al ángulo de reflexión, se puede escribir una expresión del ángulo de incidencia  $\theta_i$  en términos del vector unitario del rayo central  $\vec{S}$  y del vector unitario del punto objetivo  $\vec{R}$ :

$$\vec{H} = \frac{\vec{R} + \vec{S}}{2 \cdot \cos \theta_i} = \frac{(R_z + S_z) \cdot \vec{i} + (R_e + S_e) \cdot \vec{j} + (R_n + S_n) \cdot \vec{k}}{2 \cdot \cos \theta_i}$$

Con lo que se puede obtener el ángulo de incidencia si se conocen la posición del Sol y la posición del punto objetivo en el receptor, relativos a la superficie de reflexión del heliostato.

$$\cos 2\theta_i = \vec{S} \cdot \vec{R} = R_z \cdot \sin \alpha + R_e \cdot \cos \alpha \cdot \sin A + R_n \cdot \cos \alpha \cdot \cos A$$

El proceso básico que tiene lugar cuando el rayo de luz solar se encuentra con la superficie de material reflectante de un heliostato se muestra en la ilustración 61.

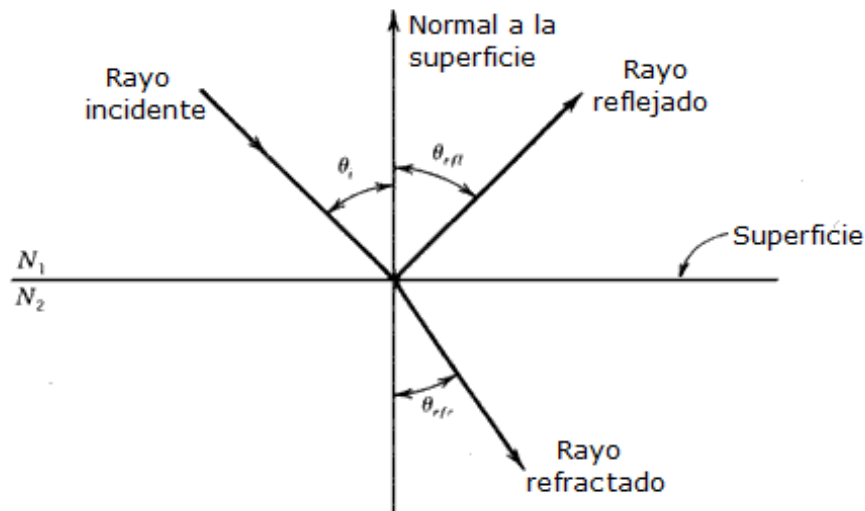


Ilustración 60. Interacción de la luz con un material.

Una porción del rayo incidente es reflejada por la superficie, con un ángulo igual al ángulo incidente  $\theta_i$ , entre el rayo de sol incidente y la normal a la superficie. Otra porción del rayo incidente puede pasar a través de la superficie y entrar en el material. Cuando esto sucede, la dirección de la luz varía, es refractada, de acuerdo con la ley de Snell:

$$N_1 \cdot \sin \theta_i = N_2 \cdot \sin \theta_{refl}$$

Al atravesar el rayo de luz el material, una parte es absorbida por el material, reduciendo el contenido energético de la luz refractada. La aptitud del material para ser atravesado por la luz es definida por la transmitancia  $\tau$  o transmitividad.

Las propiedades físicas de reflexión, refracción y transmitancia definen el comportamiento óptico de los colectores de concentración solar.

Como se observa en la ilustración 56, para las condiciones dadas durante el mediodía solar, un heliostato A situado la parte norte del campo solar tiene eficiencia óptica mucho mayor, debido al efecto del coseno de la radiación solar, que un heliostato B situado en la parte sur del campo solar.

El área efectiva de reflexión se reduce sustancialmente en los heliostatos situados en la parte sur del campo solar, reduciéndose sustancialmente la eficiencia de dichos heliostatos.

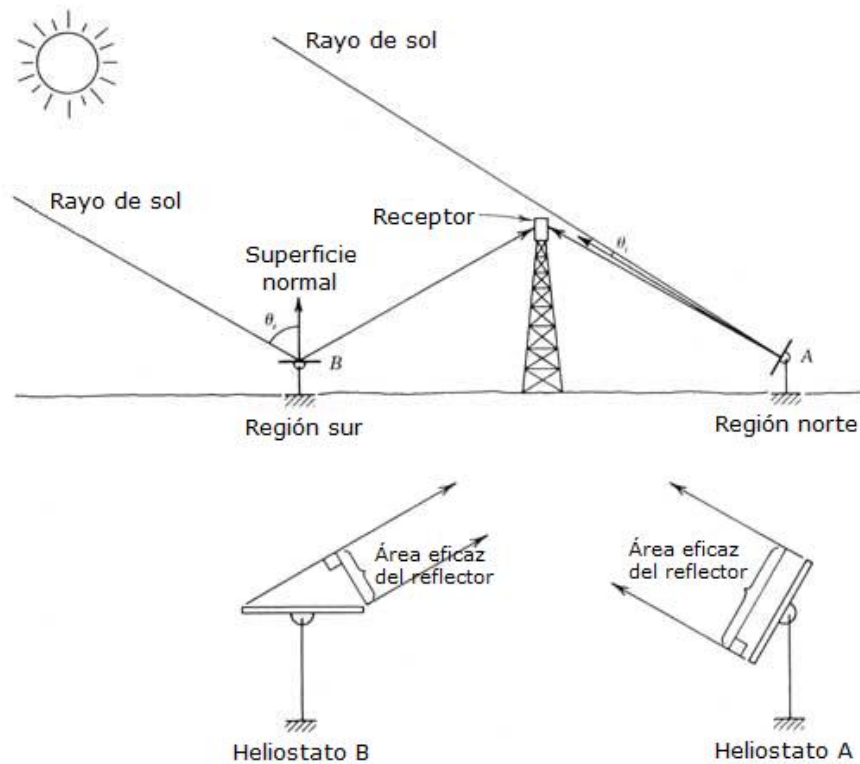


Ilustración 61. Efecto del coseno sobre dos heliostatos en direcciones opuestas a la torre.

Para el cálculo del coseno incidente se utiliza la siguiente expresión, a la que hay que incorporar las coordenadas apropiadas para la posición de la torre y de los heliostatos:

$$\cos 2\omega_i = \frac{(z_0 - z_1) \cdot \sin \alpha - e_1 \cos \alpha \sin A - n_1 \cos \alpha \cos A}{[(z_0 - z_1)^2 + e_1^2 + n_1^2]^{1/2}}$$

Dónde  $\alpha$  y  $A$  son los ángulos de altitud solar y de azimut, respectivamente.

#### 5.5.4. FLUJO SOBRE EL RECEPTOR

Se utiliza un modelo analítico para calcular la densidad de flujo solar sobre un receptor debido a un heliostato en una planta solar de torre central.

Los supuestos principales son: la superficie del espejo del heliostato es plana y continua, la forma efectiva solar sigue una distribución circular de Gauss, y la función de concentración es constante en el receptor o en el plano de la imagen reflejada. Bajo estas hipótesis presentadas anteriormente, se obtiene una convolución exacta. El resultado obtenido, es una función de densidad de flujo solar para su análisis, relativamente simple y muy flexible.

El sistema de coordenadas empleado se muestra en la ilustración 62.

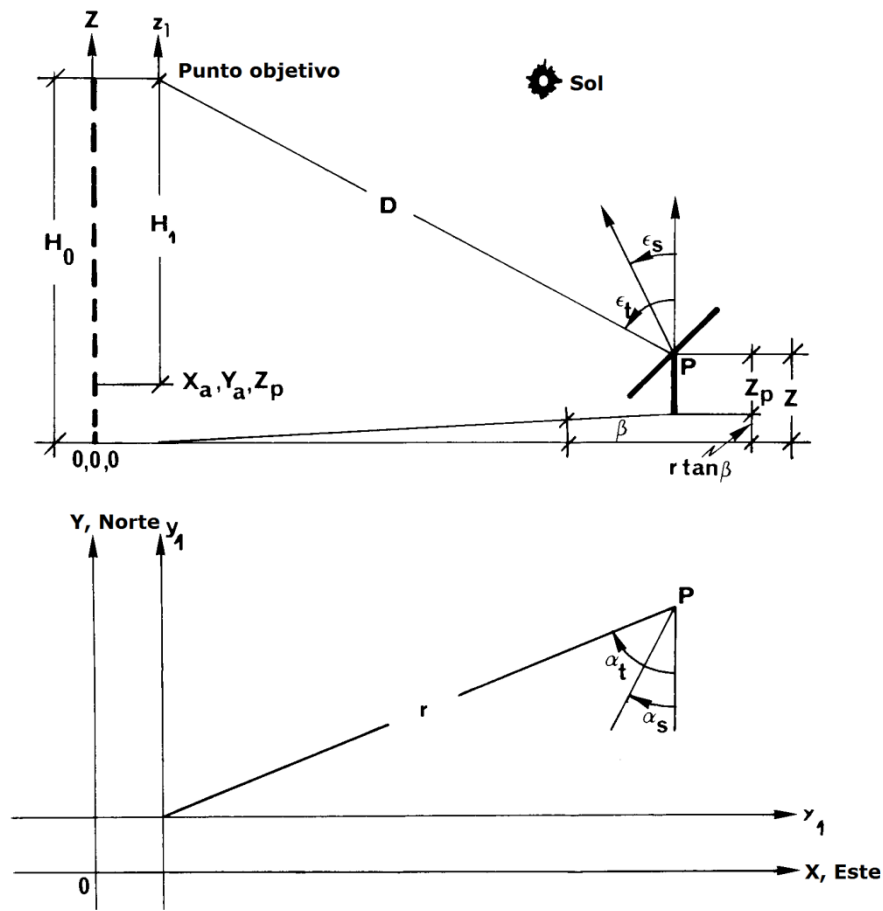


Ilustración 62. Sistema de coordenadas.

Se definen los siguientes ángulos, que determinan de forma inequívoca la posición de la superficie del heliostato:

$\alpha_n$ : Ángulo entre la proyección horizontal del vector normal a la superficie del heliostato con el eje horizontal en sentido sur, positivo en el sentido de las agujas del reloj.

$\alpha_t$ : Ángulo entre la proyección horizontal del vector normal a la superficie del heliostato con la proyección horizontal del vector  $\vec{R}$  del heliostato, positivo en el sentido de las agujas del reloj.

$\epsilon_n$ : Ángulo entre el vector normal a la superficie del heliostato con el eje vertical.

$\epsilon_t$ : Ángulo entre el vector  $\vec{R}$  del heliostato con el eje vertical.

Expresión analítica de la función de densidad de flujo solar sobre una imagen plana del receptor:

$$F(x_r, y_r) = C \cdot I_d \cdot \rho \cdot H(\xi_r, -a_{1r}, a_{1r}) \cdot H(\eta_r, -a_{2r}, a_{2r})$$

Donde  $C$  es la función de concentración sobre el plano receptor,  $I_d$  la radiación solar de diseño,  $\rho$  la reflectividad de los espejos y  $H$  una función definida por conveniencia.

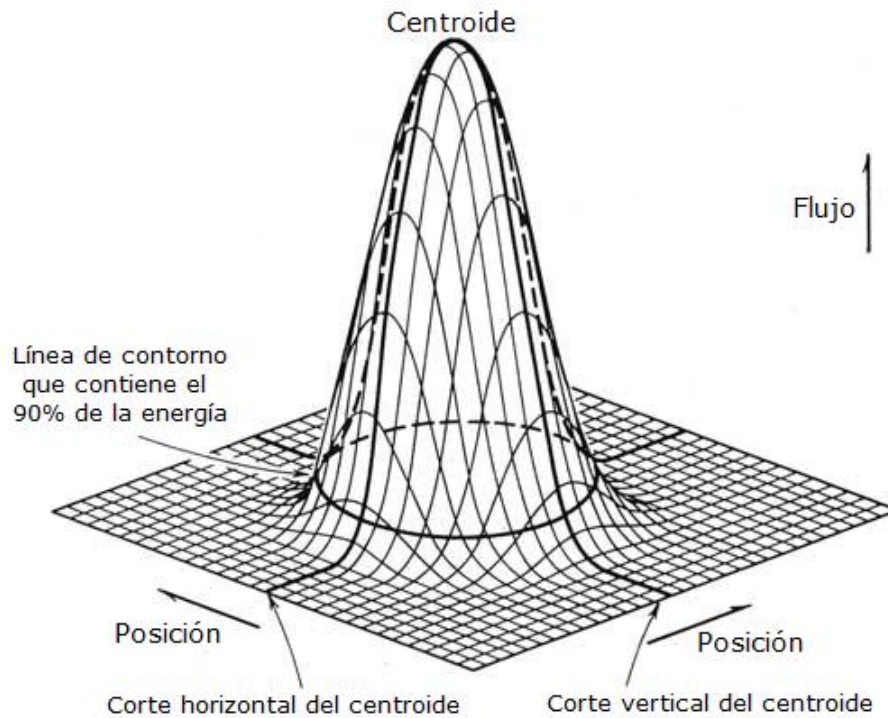


Ilustración 63. Patrón de densidad de flujo solar sobre el receptor de un heliostato típico.

Función de concentración debido a la ley de reflexión sobre el plano receptor:

$$C = \cos \omega \cdot \cos rec //$$

Jacobiano:

$$J = (1 - \cos \omega)^2$$

La función H es definida por conveniencia como:

$$H(x, a, c) = (\sqrt{\pi})^{-1} \int_{t=a}^{t=c} \exp\{-(x-t)^2\} dt = \frac{1}{2} \{ \operatorname{erf}(x-a) - \operatorname{erf}(x-c) \}$$

Por otra parte, la definición de la función error utilizada es:

$$\operatorname{erf}(x) = (2/\sqrt{\pi}) \int_0^x e^{-t^2} dt$$

El coseno incidente el rayo central reflejado sobre el plano del receptor:

$$\cos rec = \sin \epsilon_t \cdot \cos \alpha_t \cdot \cos \gamma + \cos \epsilon_t \cdot \sin \gamma$$

Y las siguientes relaciones:

$$\sigma_r = \frac{\sigma_e}{\sqrt{\cos rec}}$$

$$a_{1r} = 1w_2 / (2\sqrt{2} \cdot \sigma_r)$$

$$a_{2r} = 1h_2 / (2\sqrt{2} \cdot \sigma_r)$$

Tamaño de los laterales de la imagen proyectada sobre el receptor del flujo solar enviado por el heliostato:

$$1w_2 = \sqrt{\frac{J}{\cos rec}} \cdot 1w$$

$$1h_2 = \sqrt{\frac{J}{\cos rec}} \cdot 1h$$

Sistema de coordenadas propio del plano receptor:

$$\xi_r = \frac{x'_r}{\sqrt{2} \cdot \sigma_r}$$

$$\eta_r = \frac{y'_r}{\sqrt{2} \cdot \sigma_r}$$

$$x'_r = +x_r \cdot \cos(\theta - \tau) + y_r \cdot \sin(\theta - \tau)$$

$$y'_r = -x_r \cdot \sin(\theta - \tau) + y_r \cdot \cos(\theta - \tau)$$

En otros estudios de F.J. Collado se ha probado que la expresión analítica de la densidad de flujo, contiene toda la energía enviada por el heliostato hacia el receptor.

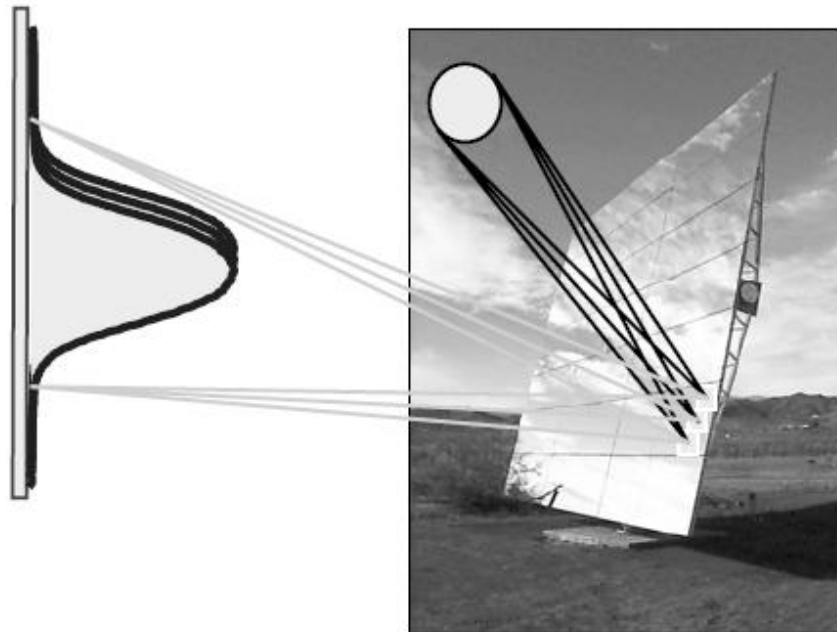


Ilustración 64. Efecto de la imagen reflejada del tamaño del Sol para una superficie reflectante no ideal.

### 5.5.5. ESTRATEGIAS DE APUNTAMIENTO

Los seguidores solares de dos ejes son sistemas que constan de componentes estructurales, mecánicos, electrónicos y de control, que permiten un apunte preciso de la superficie reflectora del heliostato según la variación de la posición del Sol, lo que optimiza la producción de energía eléctrica de las plantas. Los heliostatos que reflejan la radiación solar hacia el receptor central de torre, utilizan este sistema de seguimiento de alta precisión para orientar



la superficie de espejos según la estrategia de control, la posición del sol y la distancia a la torre.

Las estrategias de apuntamiento definen las distintas maniobras llevadas a cabo para la reflexión de los rayos solares sobre el receptor, con el objetivo de distribuir de forma efectiva el flujo solar por toda la superficie del receptor solar, aumentando su eficiencia y mejorando su fiabilidad, al reducir las elevadas concentraciones de flujo solar sobre un único punto. Las altas concentraciones de flujo pueden provocar daños estructurales o limitaciones en la operativa de la instalación, debido a los grandes gradientes térmicos que debería soportar, o a limitaciones de la temperatura de trabajo de los materiales empleados.

Se van a considerar tres estrategias de apuntamiento distintas.

La primera estrategia de apuntamiento, consiste en considerar un único punto objetivo sobre el receptor para todos los heliostatos, es decir, todos los heliostatos considerarán la misma coordenada sobre la superficie del reflector para el reflejo de la radiación solar que incide sobre ellos.

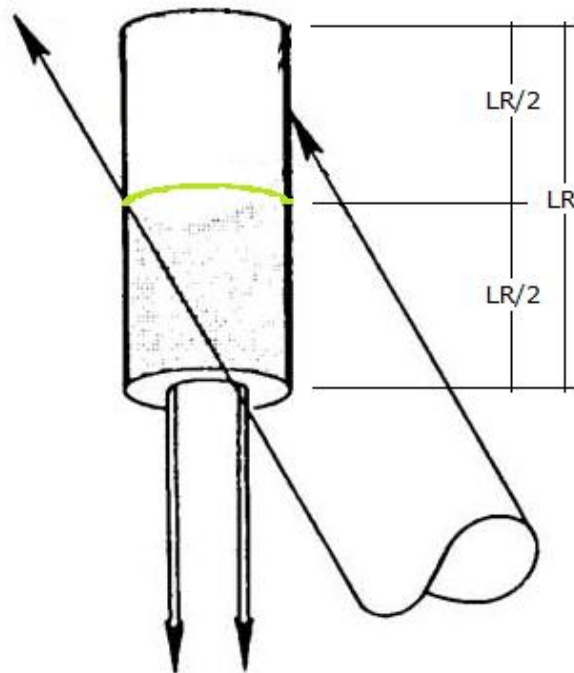


Ilustración 65. Estrategia de apuntamiento simple.

Otras estrategias de apuntamiento que se van a plantear y analizar son las que utilizan distintos puntos de enfoque. Se van a considerar entre 2 y 3 puntos de enfoque en el receptor. Repartiendo el flujo solar por el receptor se consigue una absorción más uniforme por parte del fluido de trabajo que circula por el receptor, y una menor sollicitación de los componentes estructurales al tener que hacer frente a menores tensiones internas por estrés térmico.

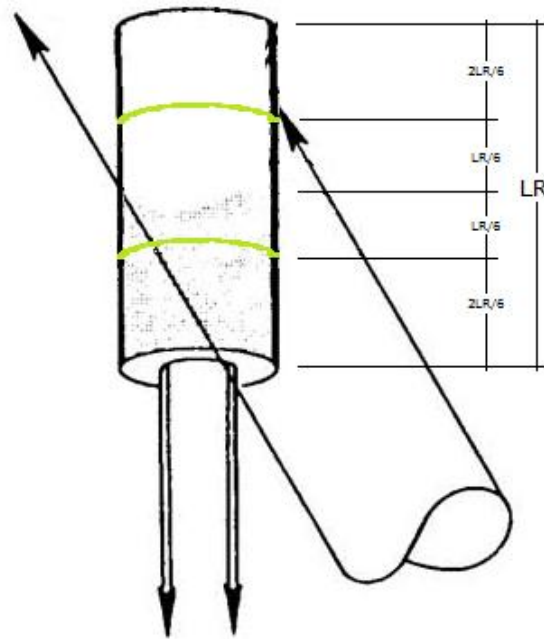


Ilustración 66. Estrategia de apuntamiento doble.

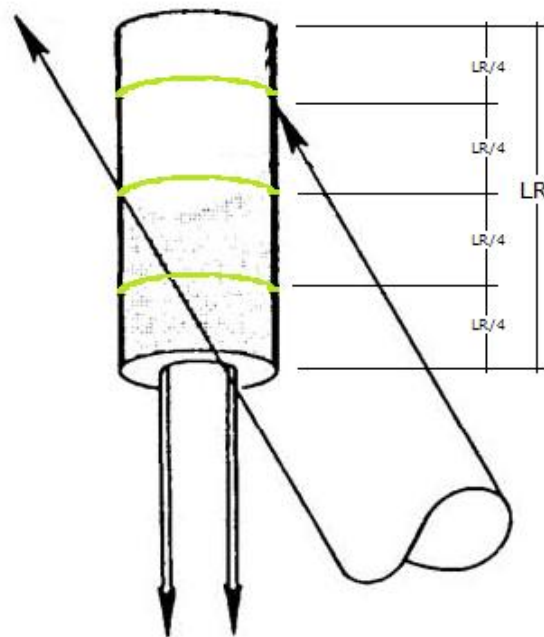


Ilustración 67. Estrategia de apuntamiento triple.

## 5.6.RESULTADOS

El modelo utilizado como base para el posterior estudio de la validez e integridad de la programación matemática elaborada y sus resultados, está basado en las características técnicas del receptor central de la central termoeléctrica “Gemasolar Thermosolar Plant”, situada en Fuentes de Andalucía, Sevilla, con una potencia de 17 MW. Es la primera instalación de torre central con sistema de almacenamiento integrado de sales fundidas a escala comercial.

### 5.6.1. ANÁLISIS PRELIMINAR

- Número de heliostatos: 956.
- Eficiencia media del campo de heliostatos: 0,7608.
- Valor medio flujo solar sobre el receptor [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]:  $5,8356 \times 10^5$ .
- Potencia total sobre el receptor [W]:  $1,6170 \times 10^8$ .

Disposición geométrica de cada uno de los heliostatos en el campo solar:

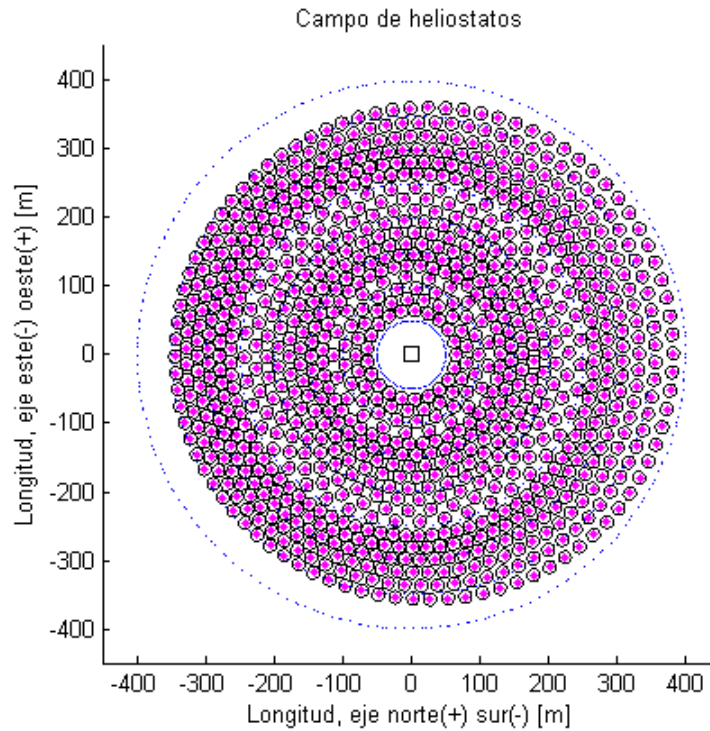


Ilustración 68. Campo de heliostatos de 18 filas.

Eficiencia de cada uno de los heliostatos en función de su posición en el campo solar:

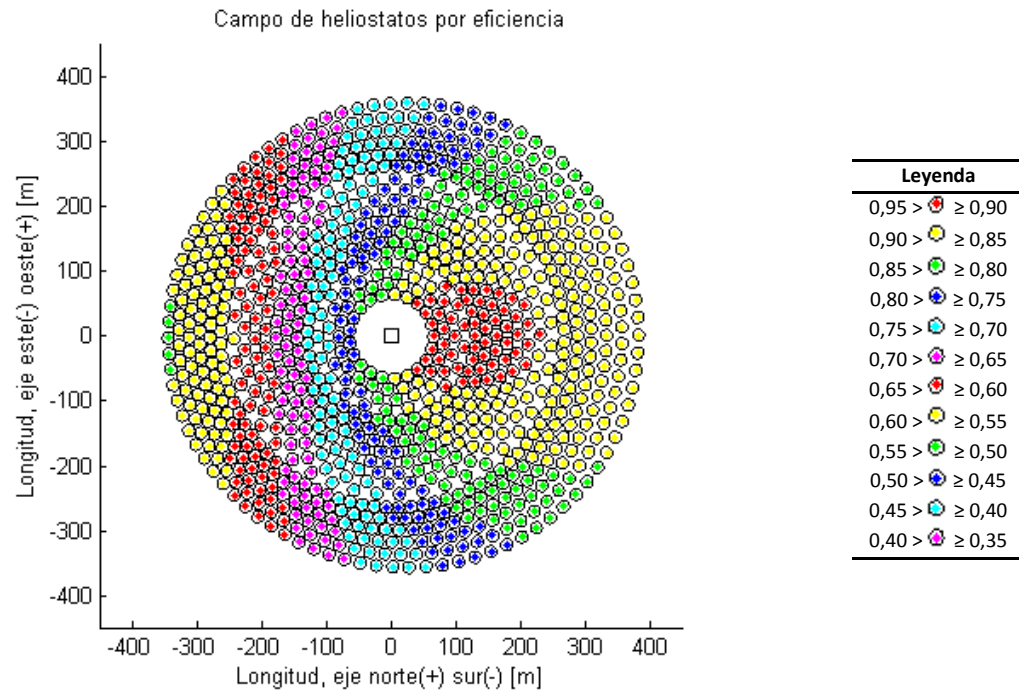


Ilustración 69. Eficiencia del campo de heliostatos de 18 filas.

Flujo solar recibido por el receptor central de la torre:

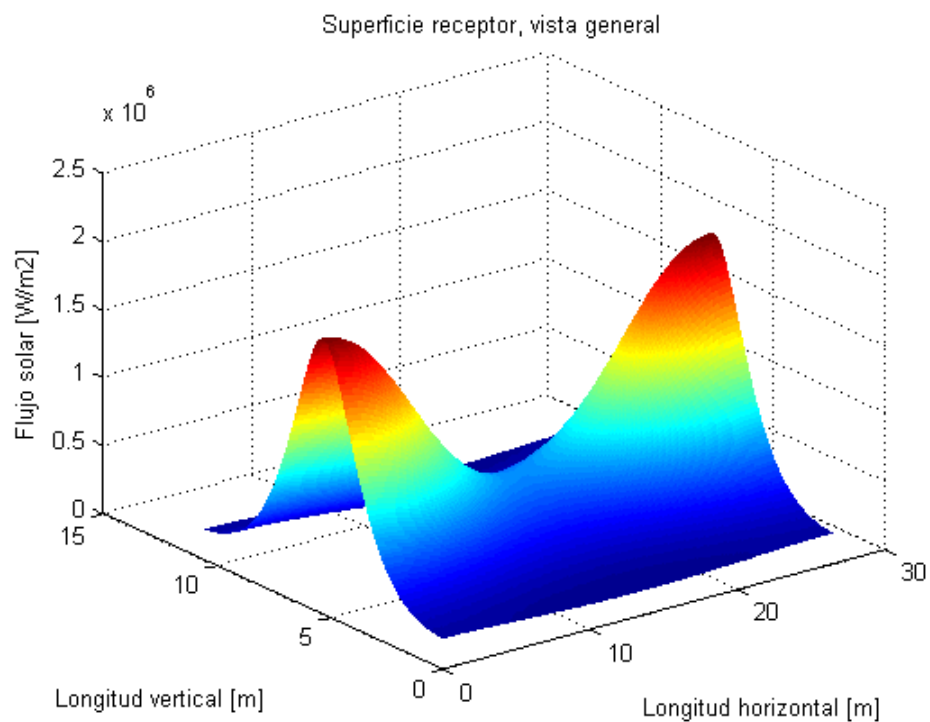


Ilustración 70. Flujo solar en 3D sobre el receptor central.

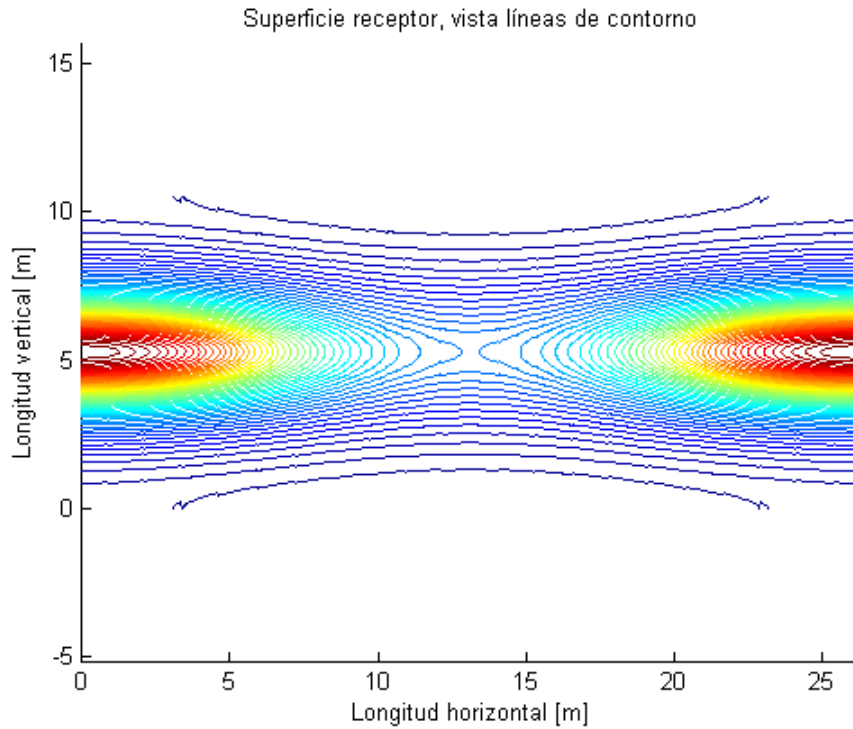


Ilustración 71. Líneas de contorno del flujo solar sobre el receptor central.

Se produce una elevada concentración de flujo solar sobre el punto medio del receptor solar de la central termosolar.

Estudio de la eficiencia del campo de heliostatos en función de su número.

Filas de heliostatos	Número de heliostatos	Eficiencia
1	21	0,8598
2	42	0,8547
3	63	0,8494
5	127	0,8348
6	170	0,8276
8	256	0,8157
10	342	0,8053
12	428	0,7960
15	692	0,7751
17	868	0,7651
18	956	0,7651
20	1.044	0,7528
25	1.794	0,7278
30	2.684	0,7038

Tabla 7. Eficiencia media del campo de heliostatos.

Gráfica del número de heliostatos en función del número de filas:

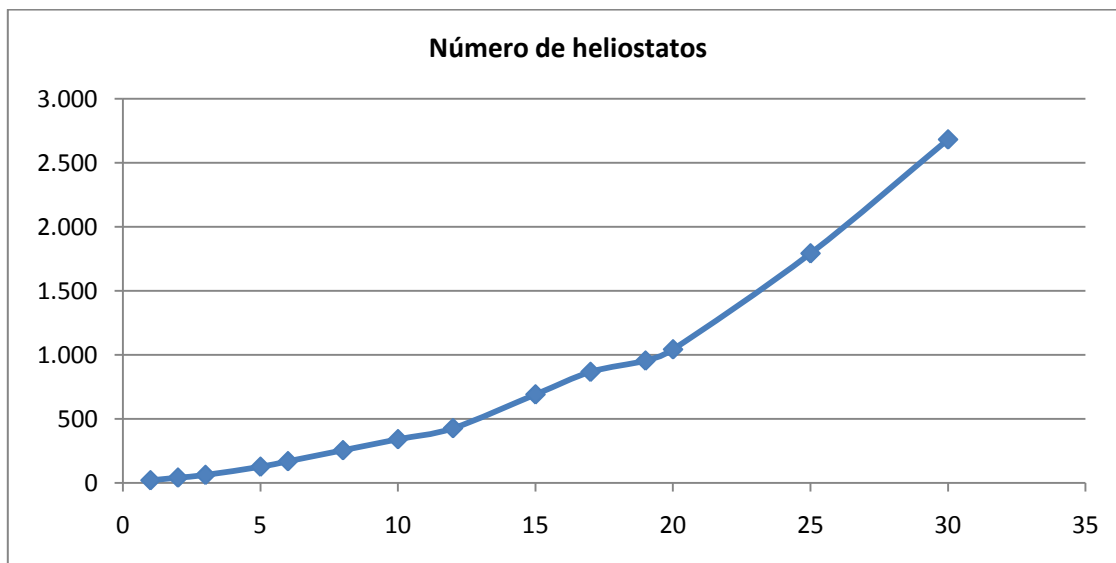


Ilustración 72. Número de heliostatos en función del número de filas.

Eficiencia media del campo de heliostatos:

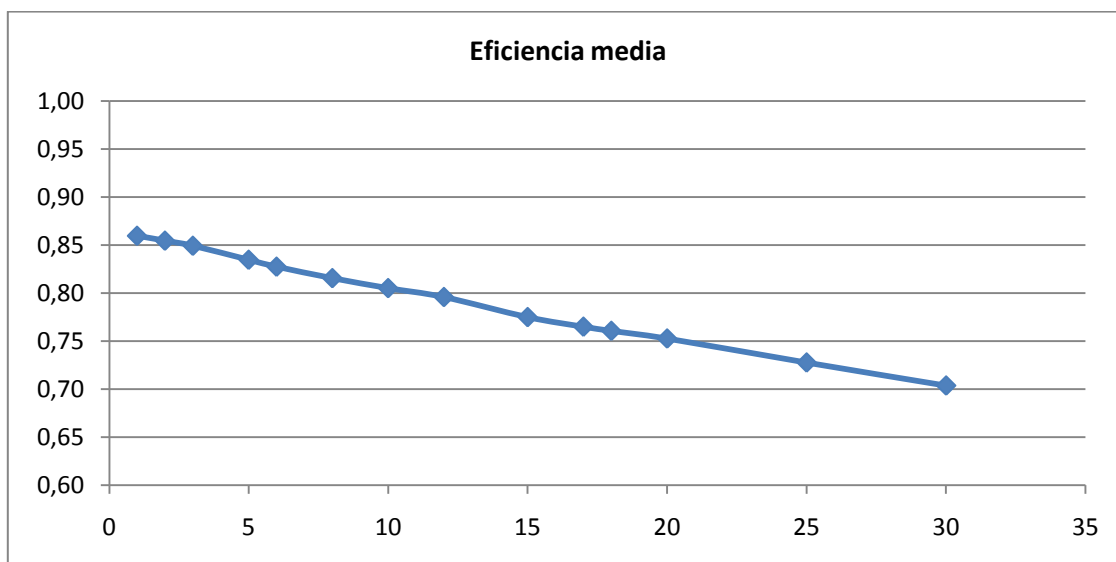


Ilustración 73. Eficiencia media del campo de heliostatos.

### 5.6.2. EFECTO DEL FACTOR DE BLOQUEO

Estudio sobre un campo de heliostatos de 18 filas, manteniendo todas las variables constantes excepto el factor de bloqueo, obteniéndose los siguientes valores de eficiencia:

Factor de bloqueo	Número de heliostatos	Eficiencia media
0,80	950	0,6420
0,85	950	0,6821
0,90	950	0,7222
0,95	956	0,7608
0,99	980	0,7880
0,999	992	0,7935
1	992	0,7942

Tabla 8. Eficiencia en función del factor de bloqueo del campo de heliostatos.



A continuación se muestra la disposición geométrica del campo de heliostatos y la distribución de la eficiencia óptica de cada uno de los heliostatos.

Factor de bloqueo  $f_b = 0,80$ :

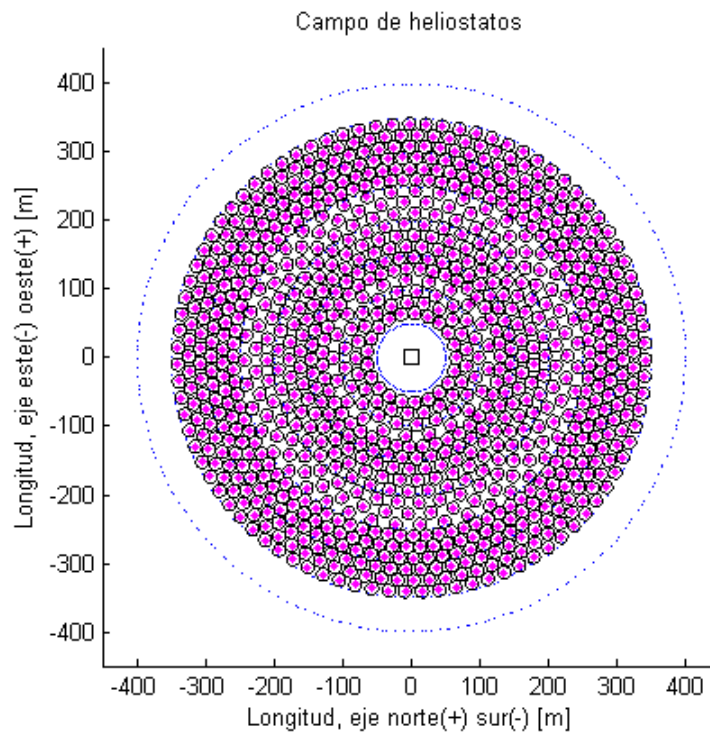


Ilustración 74. Campo de heliostatos para  $f_b = 0,80$ .

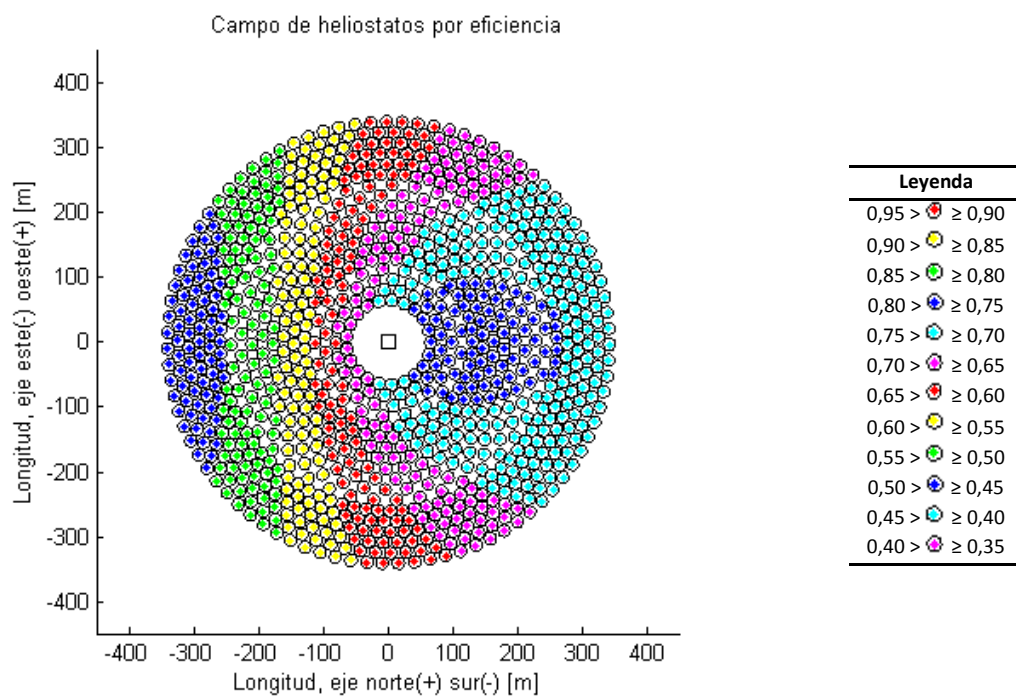


Ilustración 75. Eficiencia del campo de heliostatos para  $f_b = 0,80$ .

Factor de bloqueo  $f_b = 0,85$ :

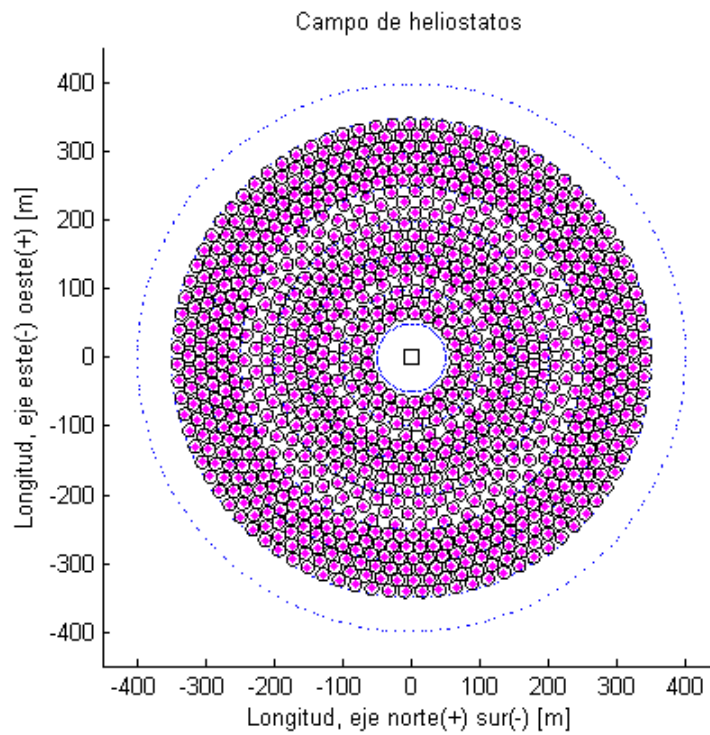


Ilustración 76. Campo de heliostatos para  $f_b = 0,85$ .

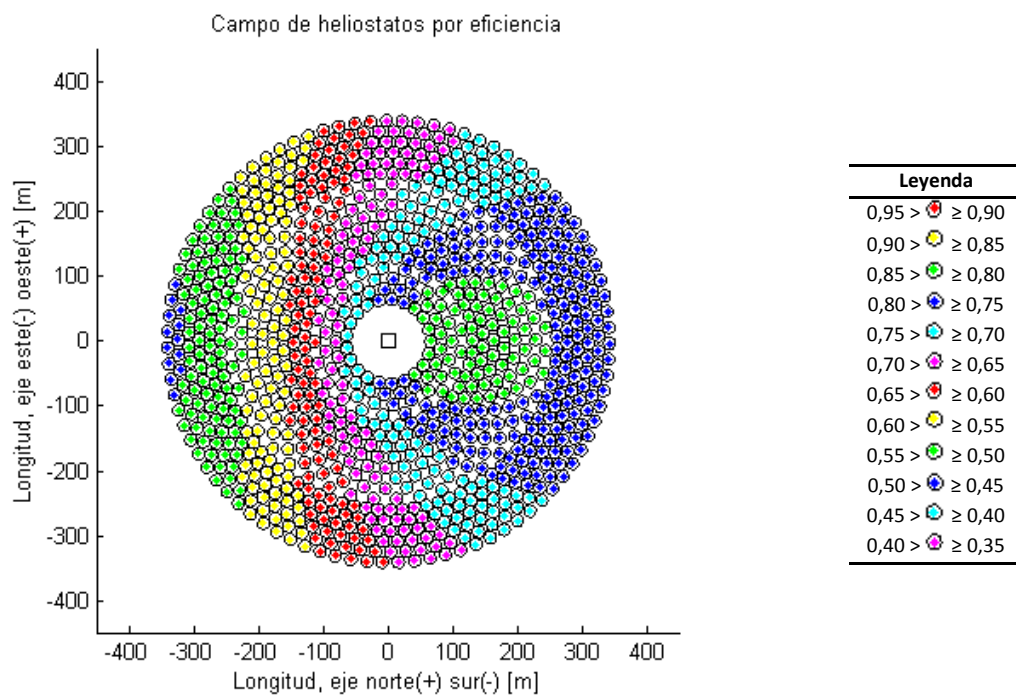


Ilustración 77. Eficiencia del campo de heliostatos para  $f_b = 0,85$ .

Factor de bloque  $f_b = 0,90$ :

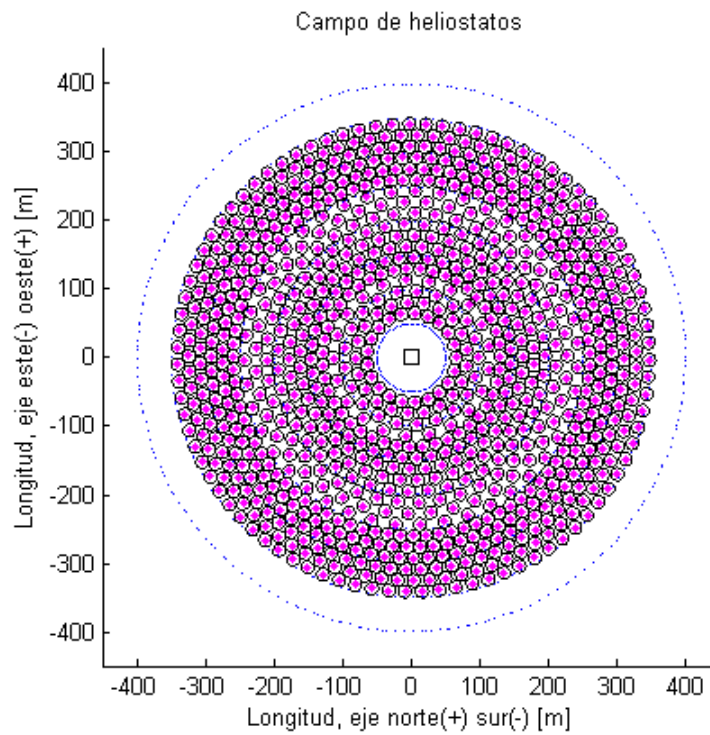


Ilustración 78. Campo de heliostatos  $f_b = 0,90$ .

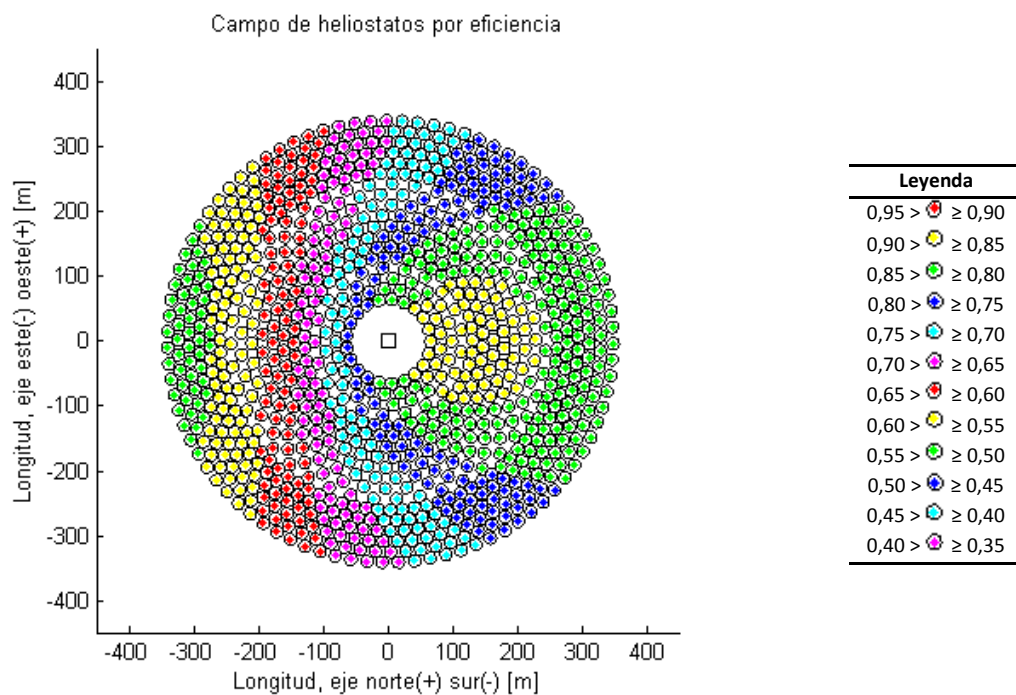


Ilustración 79. Eficiencia del campo de heliostatos para  $f_b = 0,90$ .

Factor de bloqueo  $f_b = 0,95$ :

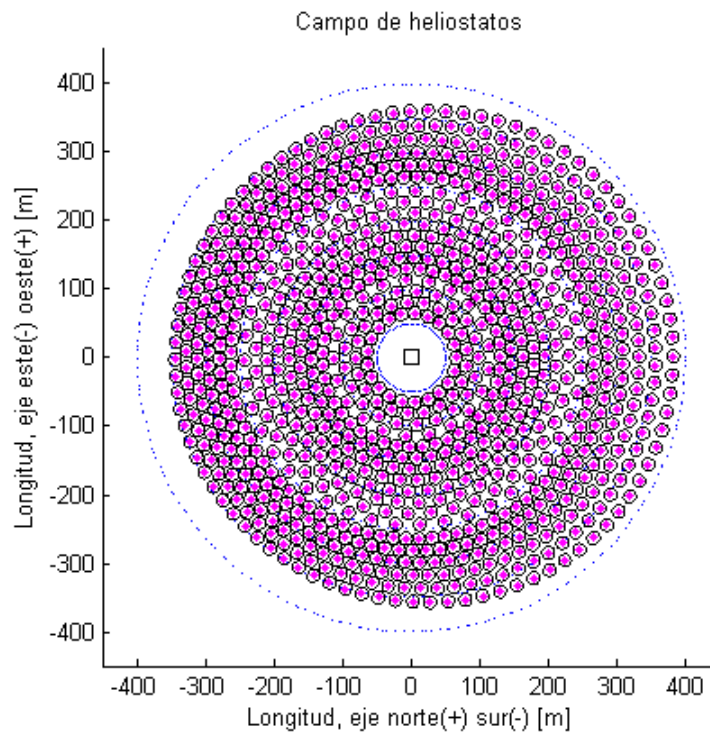


Ilustración 80. Campo de heliostatos para  $f_b = 0,95$ .

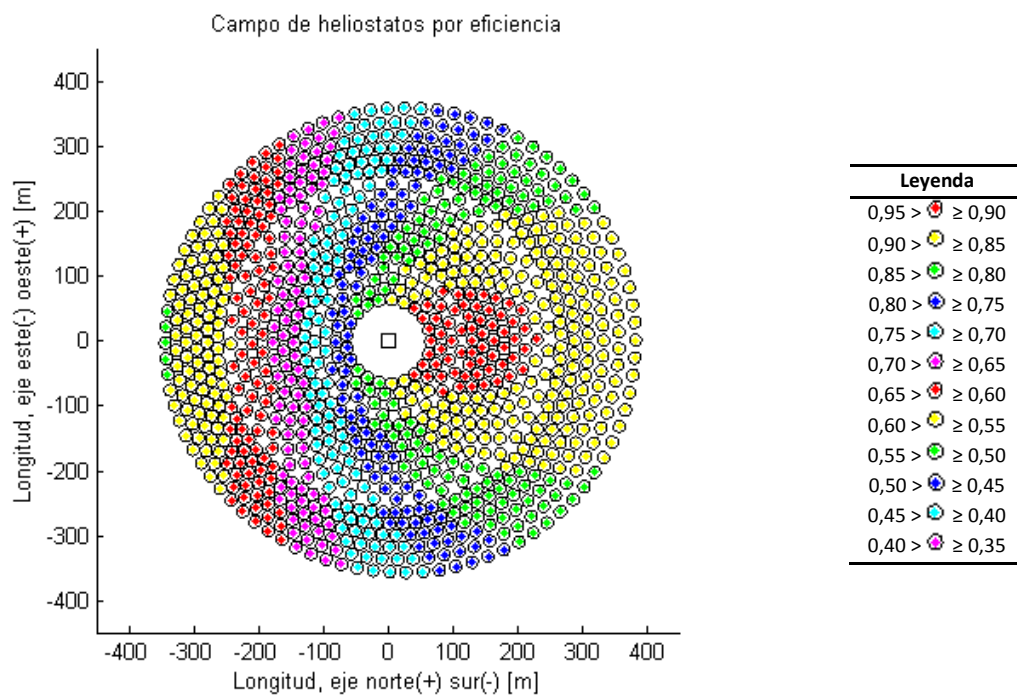


Ilustración 81. Eficiencia del campo de heliostatos para  $f_b = 0,95$ .



Factor de bloqueo  $f_b = 0,99$ :

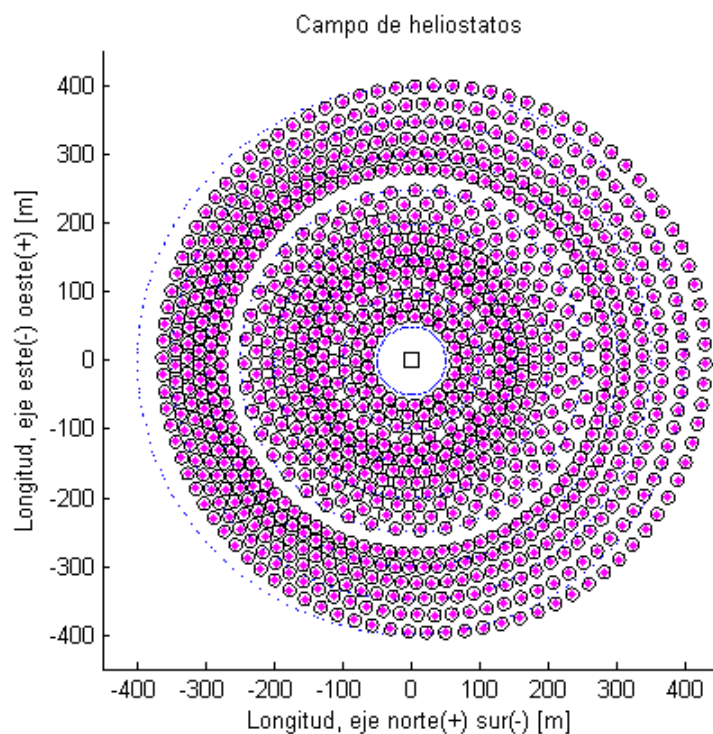


Ilustración 82. Campo de heliostatos para  $f_b = 0,99$ .

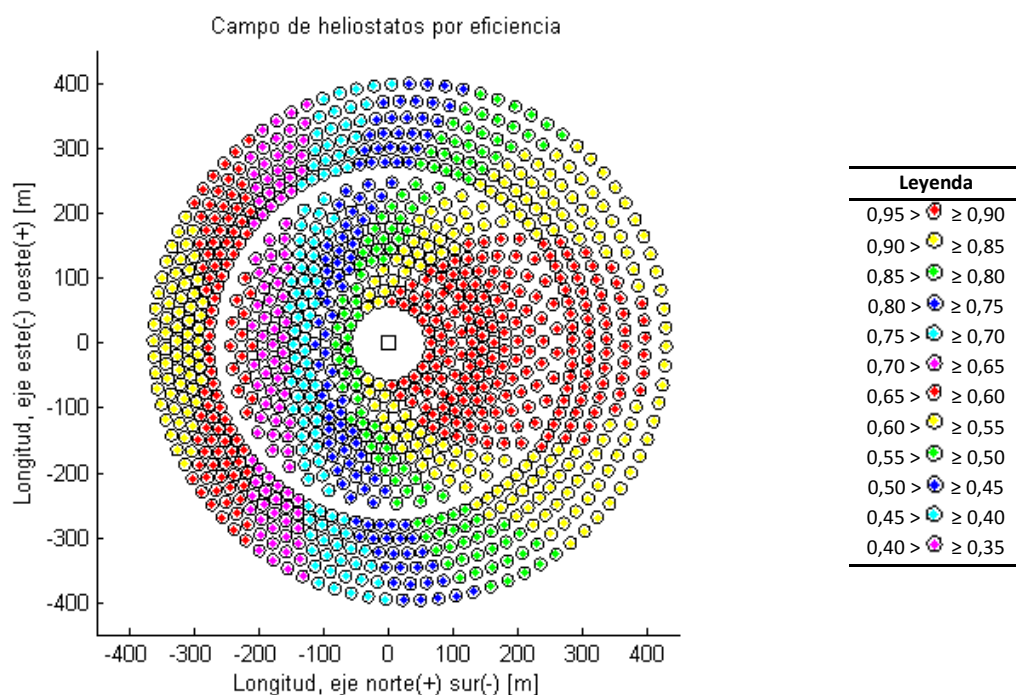


Ilustración 83. Eficiencia del campo de heliostatos para  $f_b = 0,99$ .

Factor de bloqueo  $f_b = 1$ :

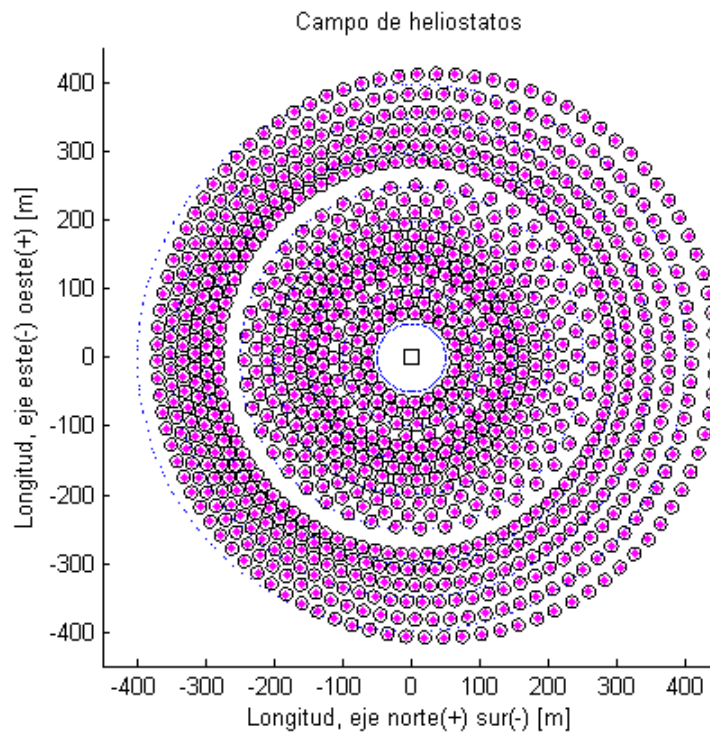


Ilustración 84. Campo de heliostatos para  $f_b = 1$ .

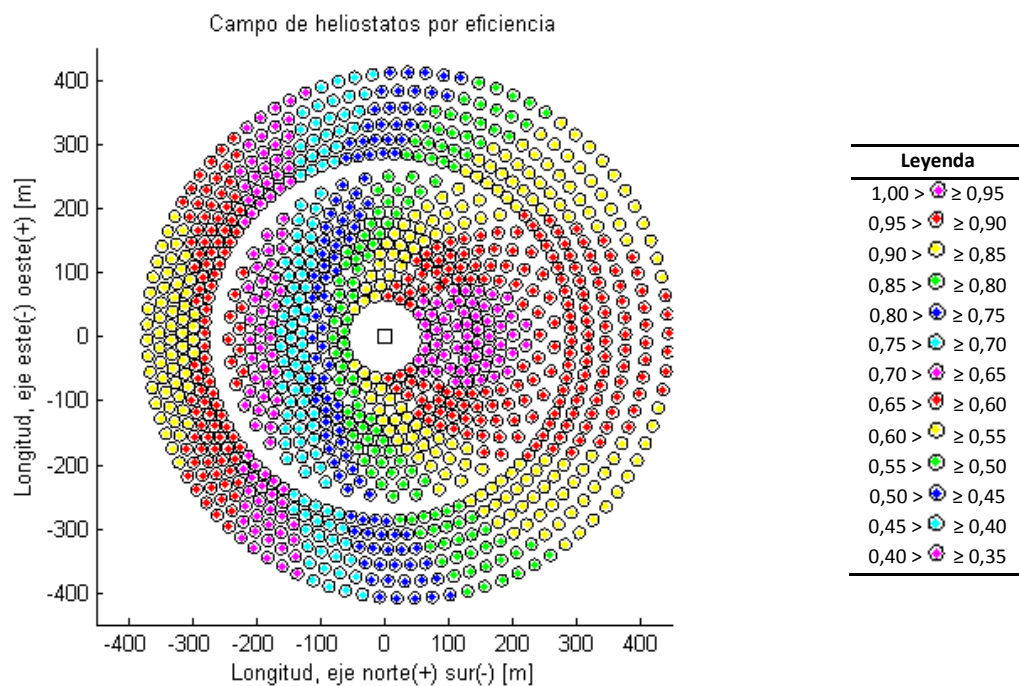


Ilustración 85. Eficiencia del campo de heliostatos para  $f_b = 1$ .

Gráfico de la eficiencia del campo de heliostatos en función del factor de bloqueo:



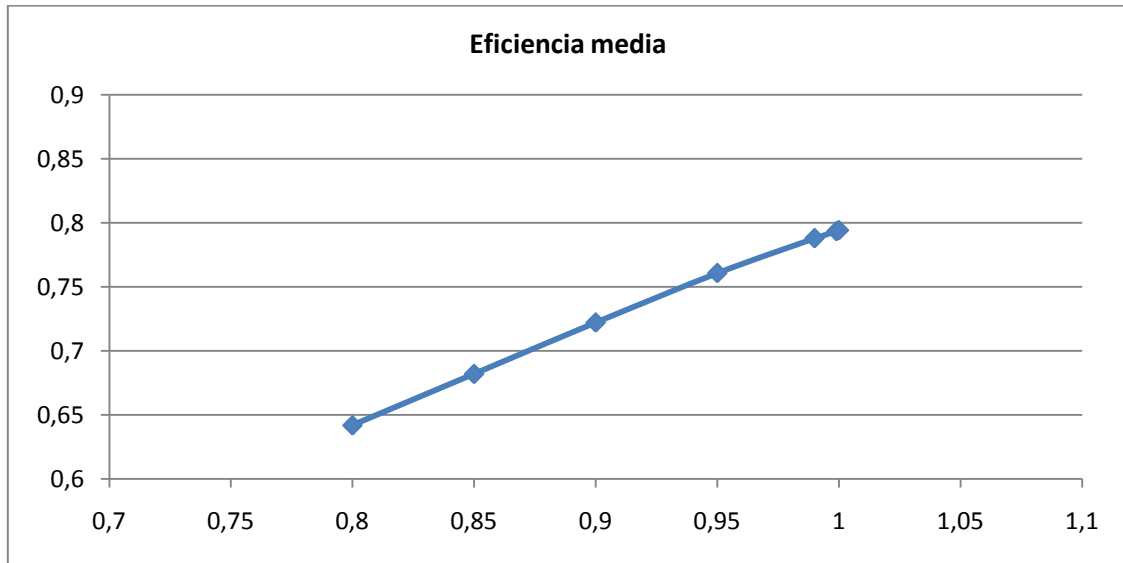


Ilustración 86. Eficiencia del campo de heliostatos en función del factor de bloqueo.

### 5.6.3. EFECTO DE LA ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA

Estudio sobre un campo de heliostatos de 18 filas, manteniendo todas las variables constantes excepto el factor de atenuación atmosférica, obteniéndose los siguientes valores de eficiencia:

Condiciones de alta visibilidad:

- Número de heliostatos: 956.
- Eficiencia media del campo de heliostatos: 0,7608.
- Valor medio flujo solar sobre el receptor [ $\text{W/m}^2$ ]:  $5,8356 \times 10^5$ .
- Potencia total sobre el receptor [W]:  $1,6170 \times 10^8$ .

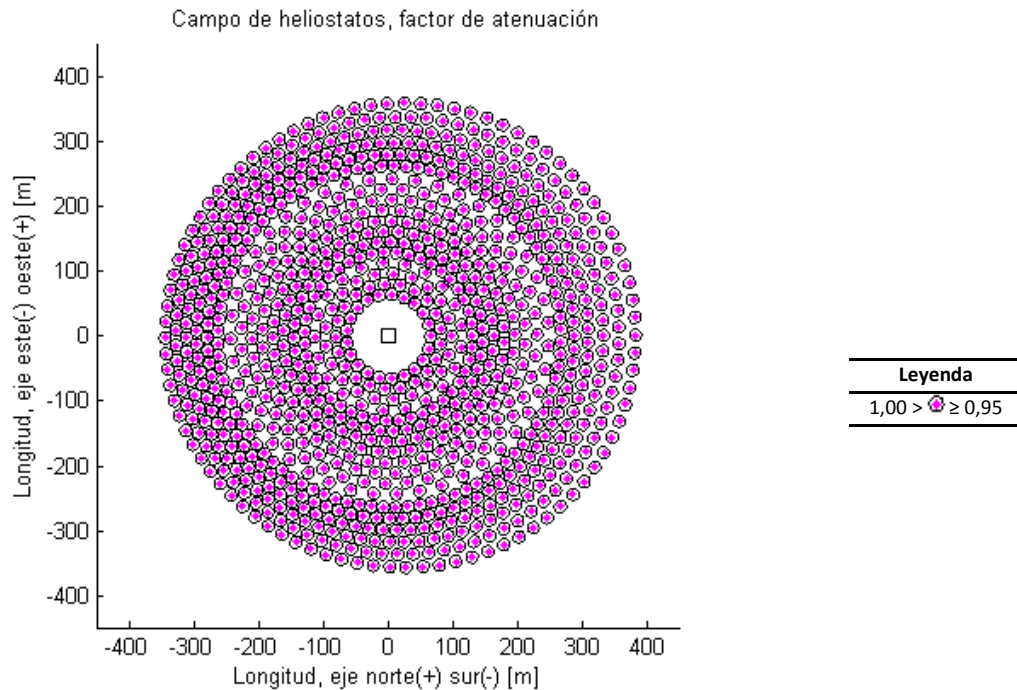


Ilustración 87. Factor de atenuación atmosférica para condiciones de alta visibilidad.

No hay diferencia apreciable entre la atenuación atmosférica sufrida entre heliostatos. El valor más alto se encuentra en las primeras filas de heliostatos, con  $f_{at} = 0,9781$ , y el más bajo es de  $f_{at} = 0,9535$ .

Condiciones de baja visibilidad:

- Número de heliostatos: 956.
- Eficiencia media del campo de heliostatos: 0,7192.
- Valor medio flujo solar sobre el receptor [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]:  $5,6256 \times 10^5$ .
- Potencia total sobre el receptor [ $\text{W}$ ]:  $1,5588 \times 10^8$ .

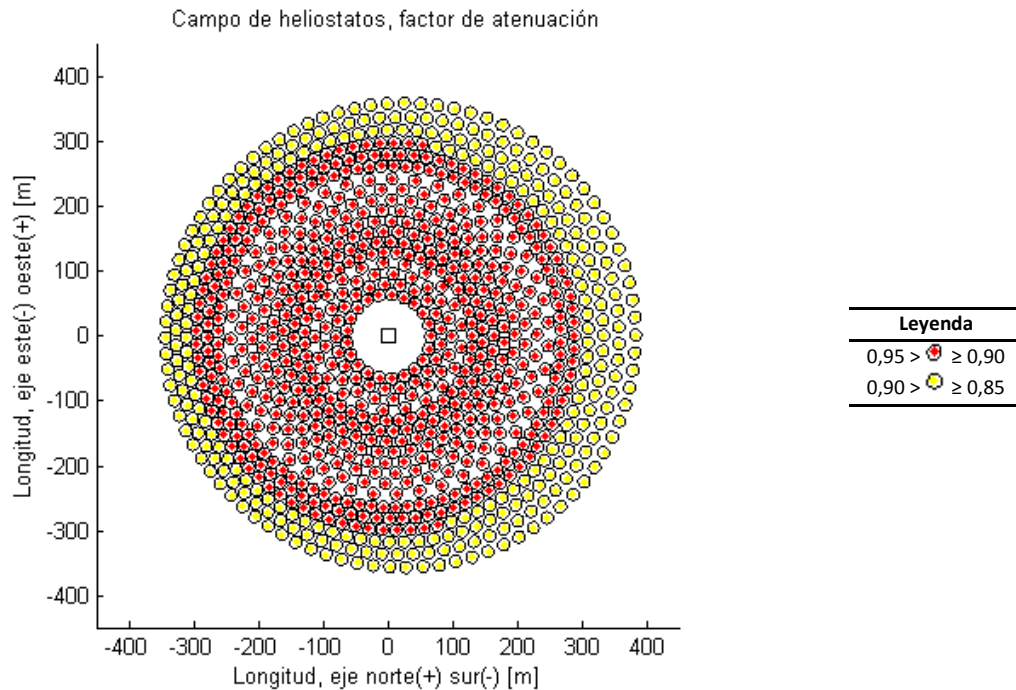


Ilustración 88. Factor de atenuación atmosférica para condiciones de baja visibilidad.

El valor más alto del factor de atenuación atmosférica es de  $f_{at} = 0,9469$ , ligeramente inferior al valor obtenido en condiciones de alta visibilidad. En cambio, el valor mínimo sufre un descenso más considerable  $f_{at} = 0,8814$ , ya que en condiciones de baja visibilidad a medida que aumenta la distancia entre el heliostato y el receptor central se incrementa de forma muy considerable la atenuación que sufre el haz de luz.

Para el caso 25 filas:

Condiciones de alta visibilidad:

- Número de heliostatos: 1.764.
- Eficiencia media del campo de heliostatos: 0,7278.
- Valor medio flujo solar sobre el receptor [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]:  $5,8449 \times 10^5$ .
- Potencia total sobre el receptor [W]:  $1,6195 \times 10^8$ .

El valor más alto del factor de atenuación obtenido es de  $f_{at} = 0,9781$ , y el más bajo de  $f_{at} = 0,9340$ . En condiciones de elevada visibilidad, la atenuación del haz es muy poco apreciable, y no hay una gran diferencia entre heliostatos situados en las cercanías de la torre respecto a otros situados en las zonas más excéntricas del campo de heliostatos.

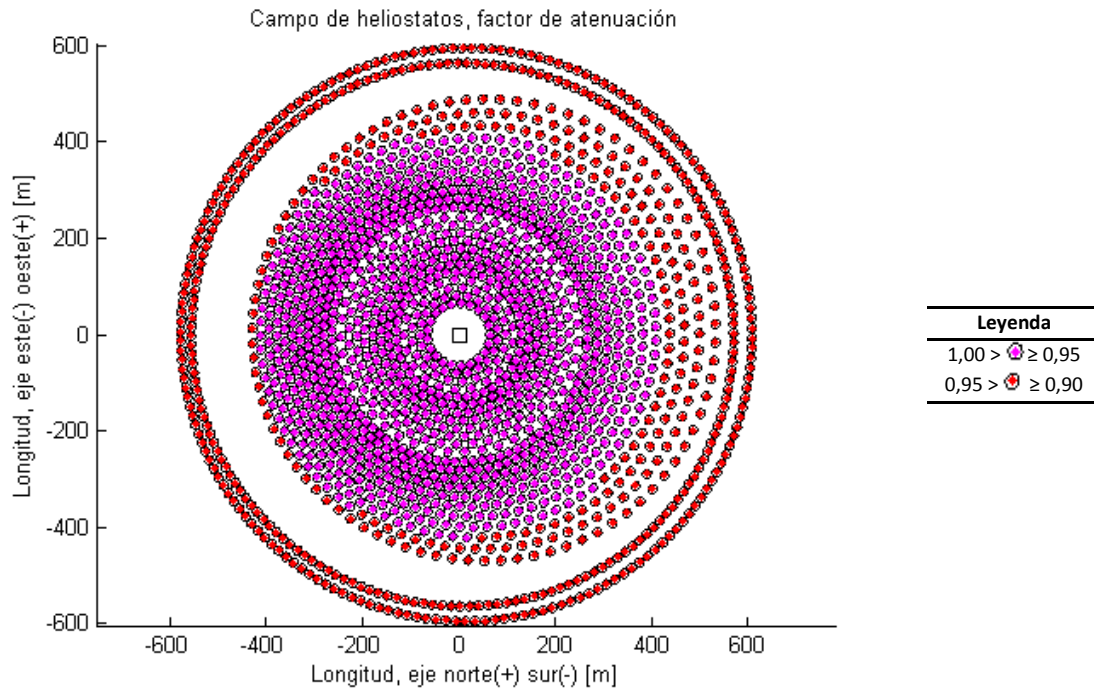


Ilustración 89. Factor de atenuación atmosférica para condiciones de alta visibilidad.

Condiciones de baja visibilidad:

- Número de heliostatos: 1.764.
- Eficiencia media del campo de heliostatos: 0,6755.
- Valor medio flujo solar sobre el receptor  $[W/m^2]$ :  $5,6341 \times 10^5$ .
- Potencia total sobre el receptor  $[W]$ :  $1,5611 \times 10^8$ .

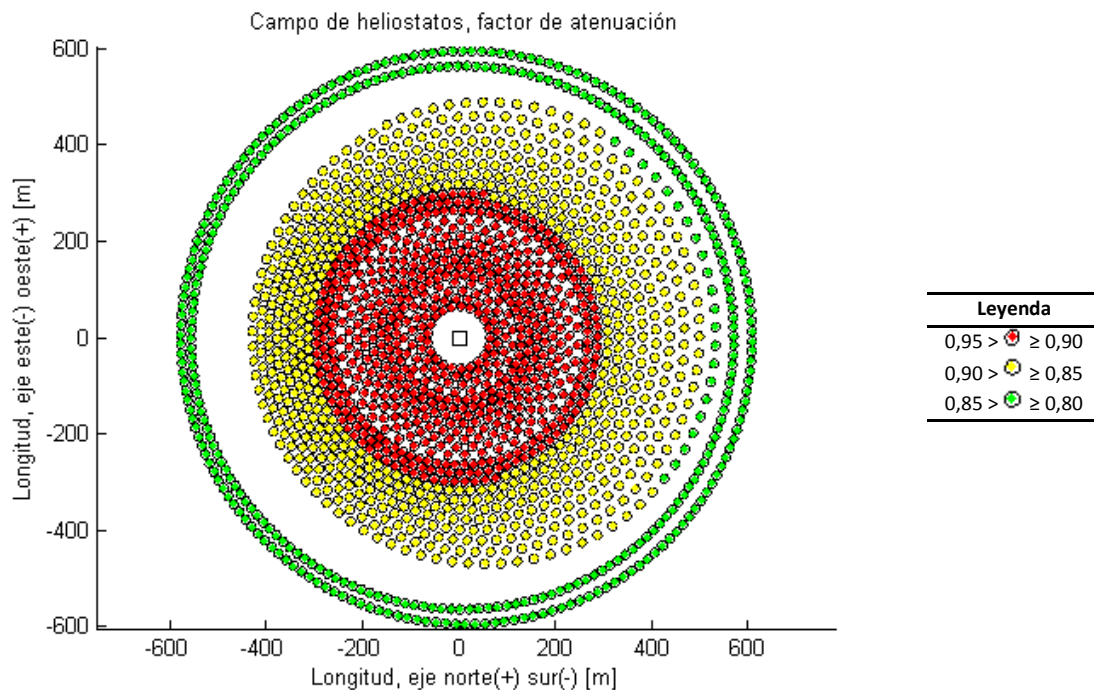


Ilustración 90. Factor de atenuación atmosférica para condiciones de baja visibilidad.

El valor más alto del factor de atenuación es  $f_{at} = 0,9469$  y el más bajo ha sido de  $f_{at} = 0,8291$ . De nuevo se puede comprobar como en condiciones de baja visibilidad, la distancia incrementa de forma notable las pérdidas por atenuación atmosférica, incrementándose en gran medida con la distancia del heliostato al punto de enfoque en la torre central.

#### 5.6.4. EFECTO DEL PUNTO DE DISEÑO

Ahora se va a considerar la misma configuración estudiada en el análisis preliminar, pero para puntos de diseño alternativos.

En el primer caso alternativo, en cambio del equinoccio de primavera, se va a utilizar el solsticio de invierno. El punto de diseño escogido para este caso, el 21 de diciembre de 2010, corresponde a  $N = 355$ , en cambio del  $N = 79$  del equinoccio de primavera.

En el solsticio de invierno, el ángulo de declinación es mínimo, el ángulo cenital solar toma el valor máximo del año, y su ángulo complementario, el ángulo de altitud solar, toma el valor mínimo del año.

- Número de heliostatos: 956.
- Eficiencia media del campo de heliostatos: 0,7487.
- Valor medio flujo solar sobre el receptor [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]:  $5,5118 \times 10^5$ .
- Potencia total sobre el receptor [ $\text{W}$ ]:  $1,5273 \times 10^8$ .

Posición de cada uno de los heliostatos en el campo:

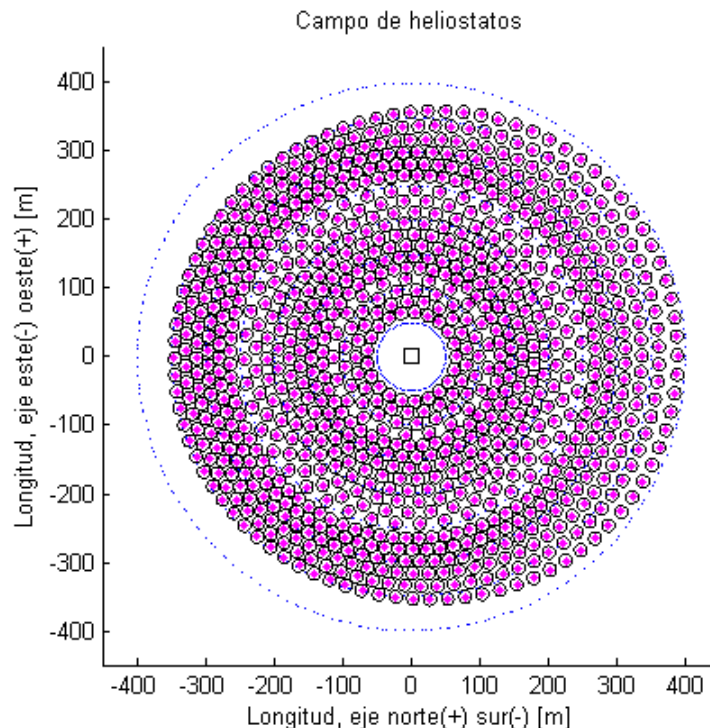


Ilustración 91. Campo de heliostatos de 18 filas (solsticio de invierno).

Eficiencia de cada uno de los heliostatos:

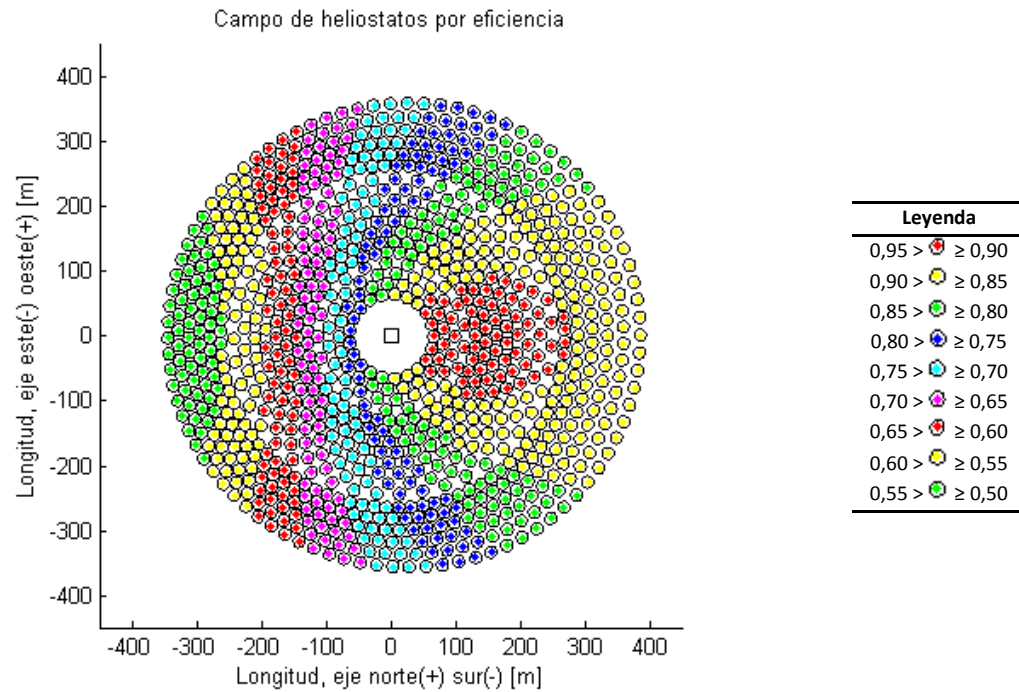


Ilustración 92. Eficiencia del campo de heliostatos de 18 filas (solsticio de invierno).

Flujo solar recibido por el receptor:

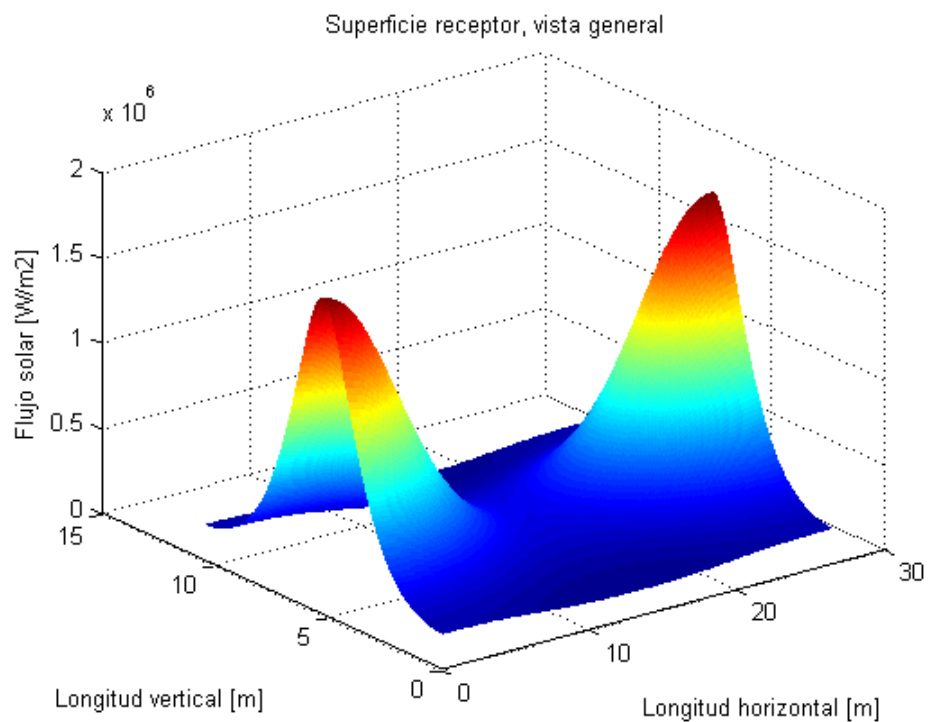


Ilustración 93. Flujo solar en 3D sobre el receptor central (solsticio de invierno).



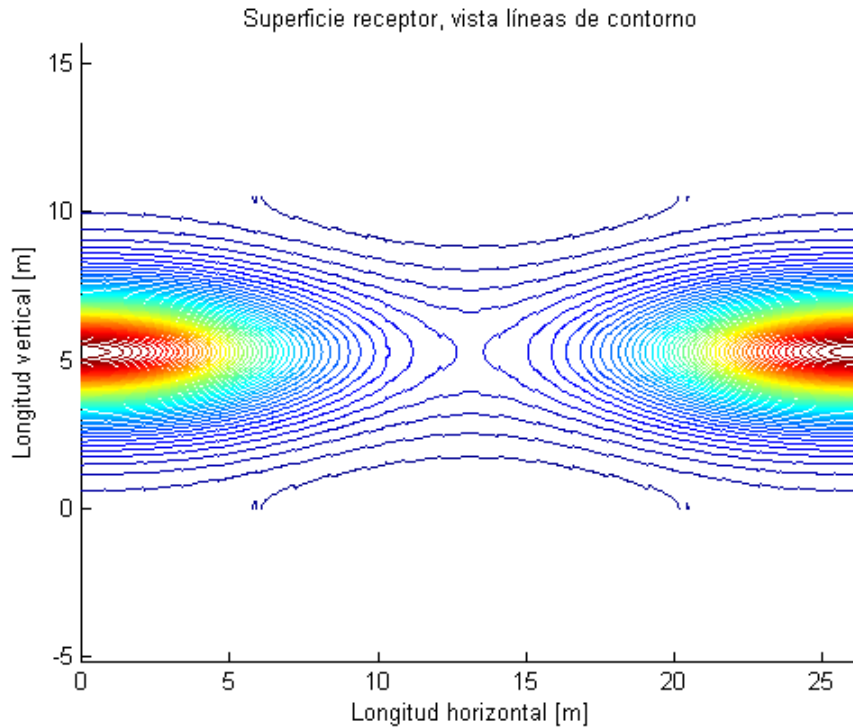


Ilustración 94. Líneas de contorno del flujo solar sobre el receptor central (solsticio de invierno).

En el segundo caso alternativo, en cambio del equinoccio de primavera, se va a utilizar el solsticio de verano. El punto de diseño escogido para este caso, el 21 de junio de 2010, correspondiente a  $N = 172$ , en cambio del  $N = 79$  del equinoccio de primavera.

En el solsticio de verano, el ángulo de declinación es máximo, el ángulo cenital solar toma el valor mínimo del año, y su ángulo complementario, el ángulo de altitud solar, toma el valor máximo del año.

- Número de heliostatos: 950.
- Eficiencia media del campo de heliostatos: 0,7910.
- Valor medio flujo solar sobre el receptor [ $\text{W/m}^2$ ]:  $6,6639 \times 10^5$ .
- Potencia total sobre el receptor [W]:  $1,8465 \times 10^8$ .

Posición de cada uno de los heliostatos en el campo:



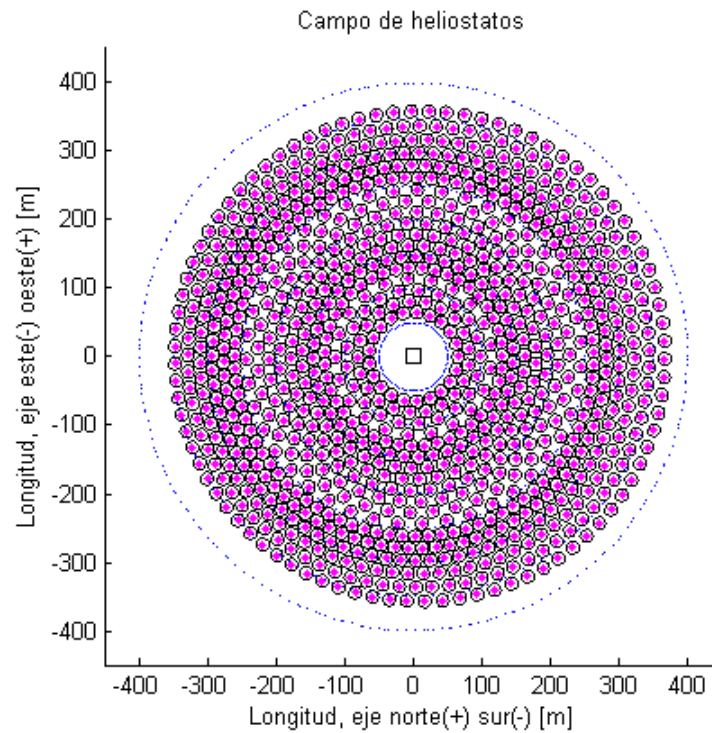


Ilustración 95. Campo de heliostatos de 18 filas (solsticio de verano).

Eficiencia de cada uno de los heliostatos:

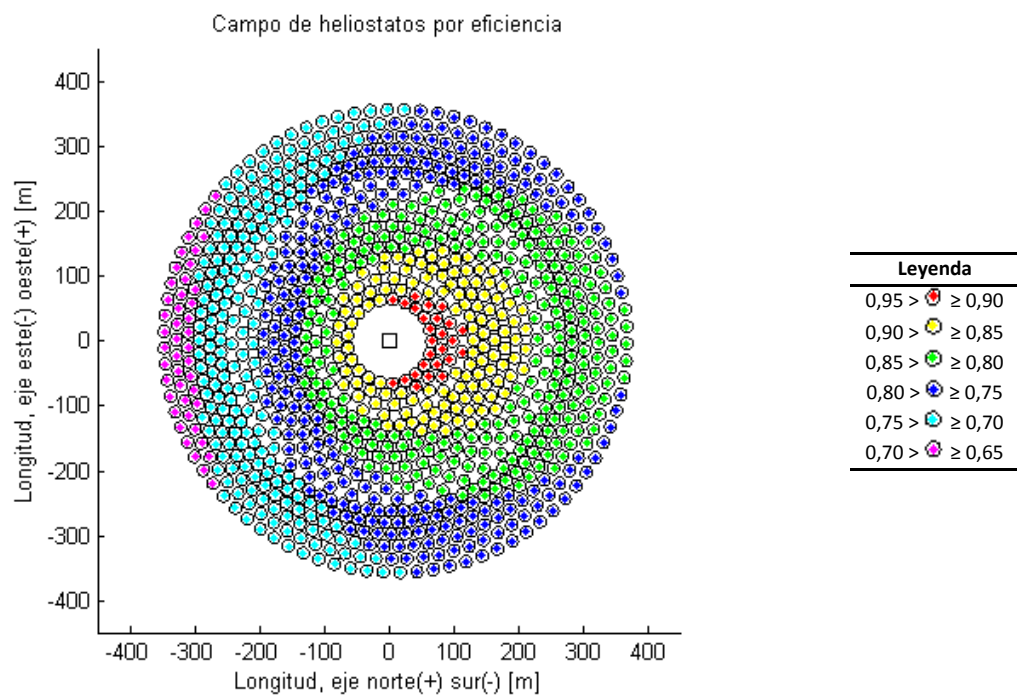


Ilustración 96. Eficiencia del campo de heliostatos de 18 filas (solsticio de verano).

Flujo solar recibido por el receptor:

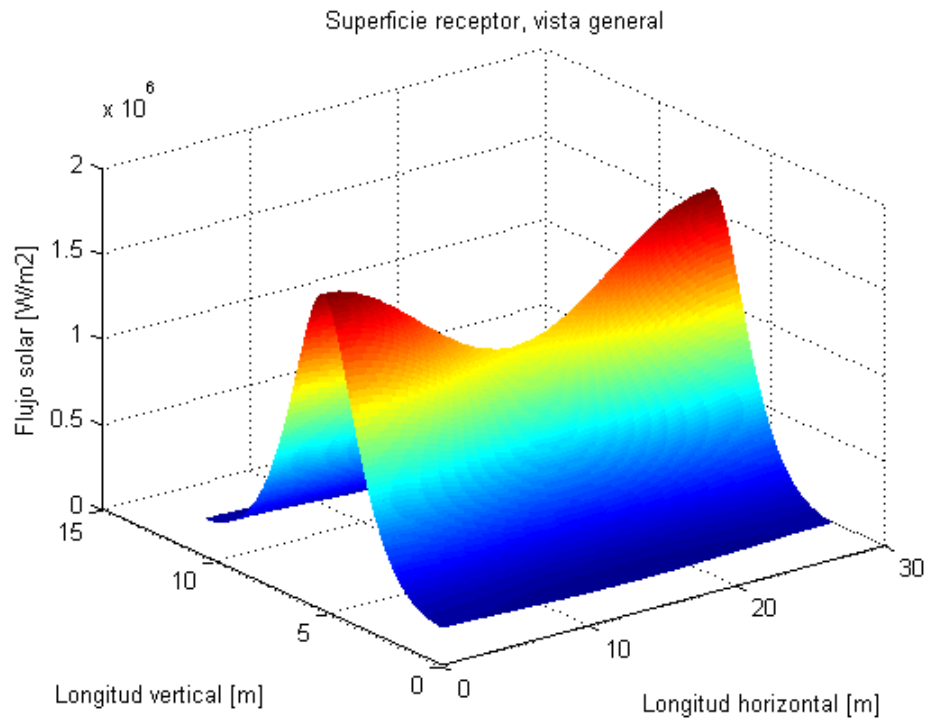


Ilustración 97. Flujo solar en 3D sobre el receptor central (solsticio de verano).

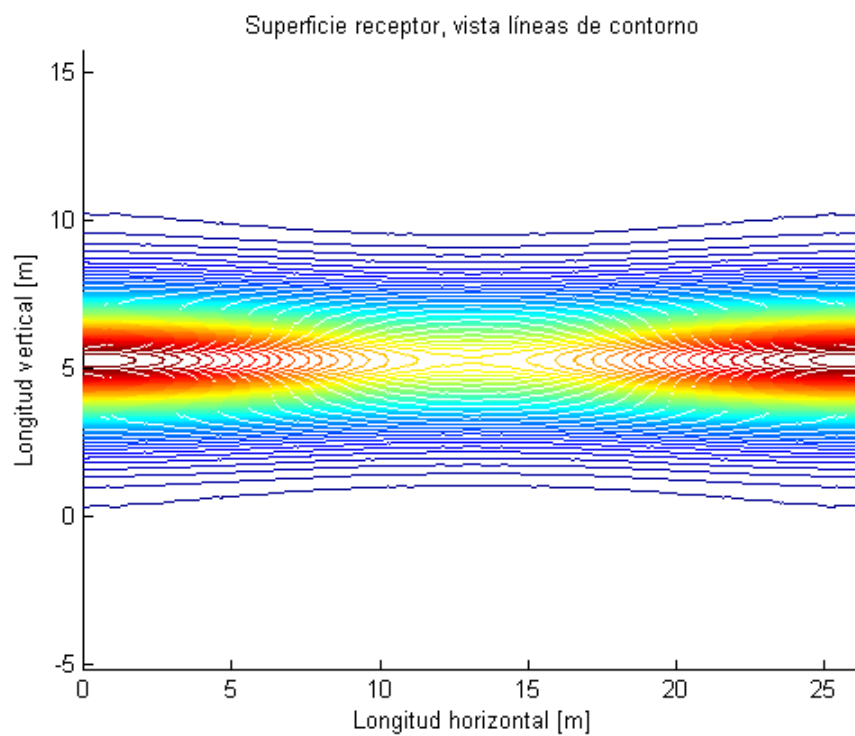


Ilustración 98. Líneas de contorno del flujo solar sobre el receptor central (solsticio de verano).

### 5.6.5. EFECTO DEL COSENO

Para evaluar el efecto del coseno sobre el campo de heliostatos se van a comparar los dos puntos de diseño alternativos con el original, y así observar las diferencias existentes y el efecto de la variación de la altitud solar sobre la eficiencia del campo de heliostatos.

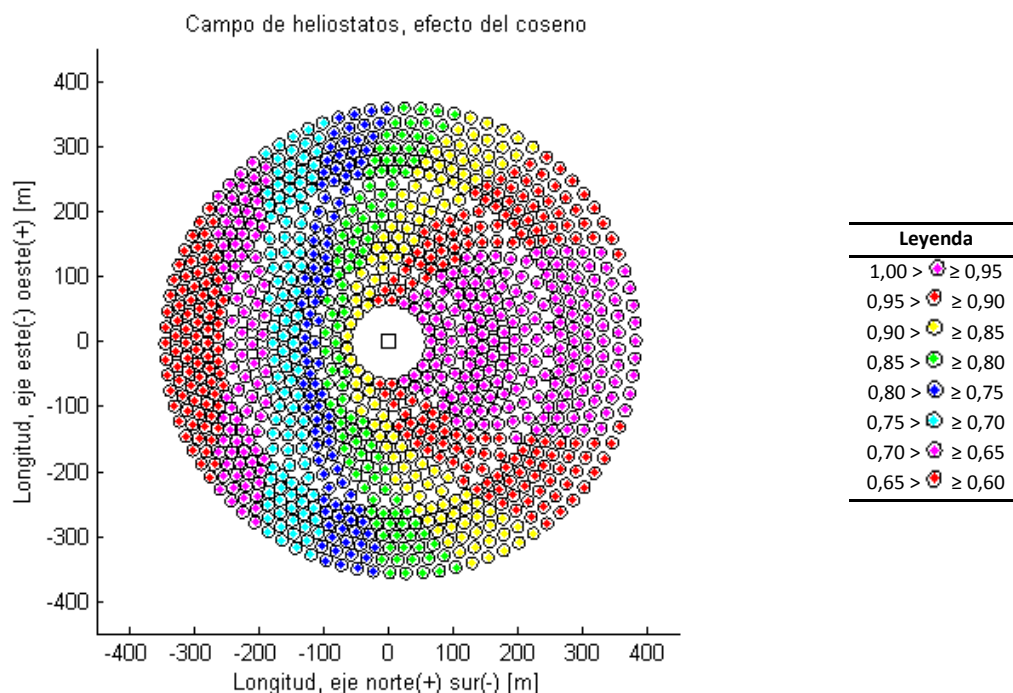


Ilustración 99. Efecto del coseno en el campo de heliostatos (equinoccio de primavera).

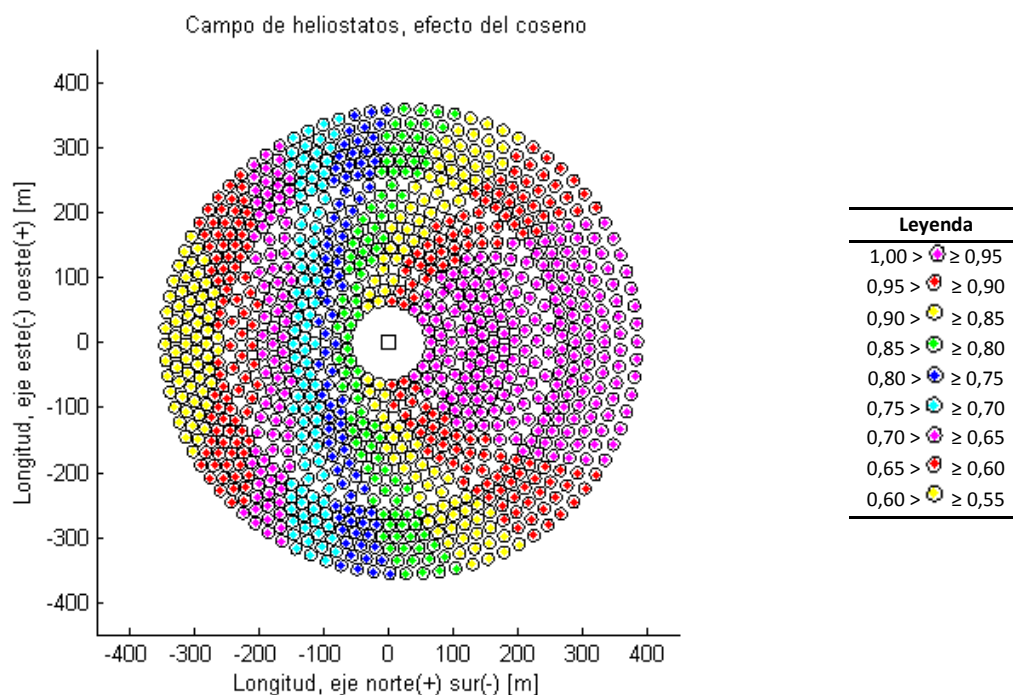


Ilustración 100. Efecto del coseno en el campo de heliostatos (solsticio de invierno).

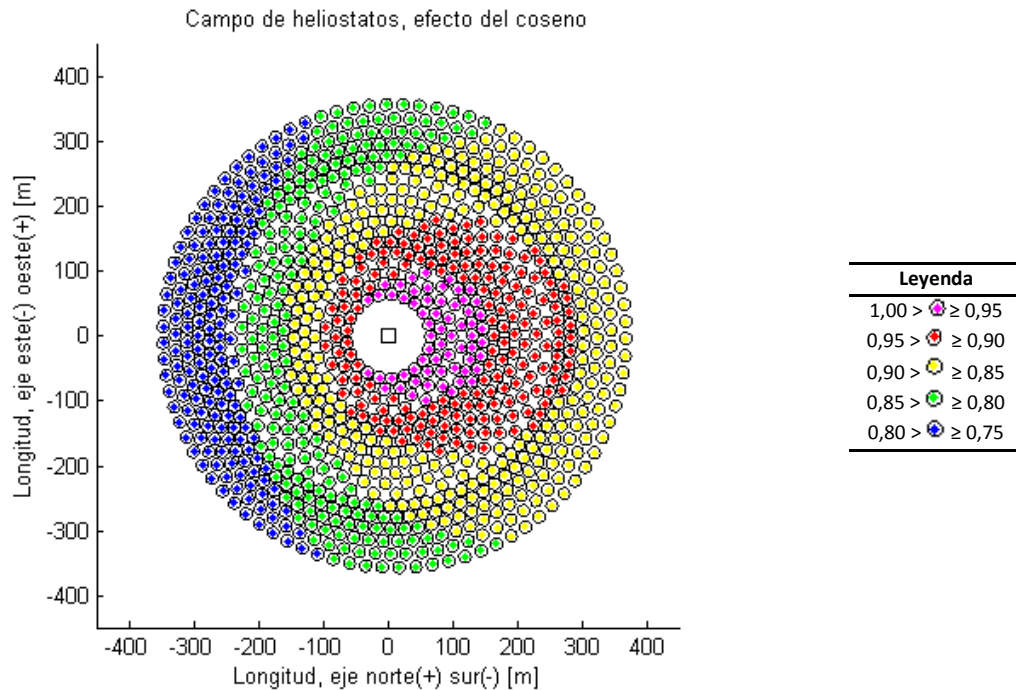


Ilustración 101.Efecto del coseno en el campo de heliostatos (solsticio de verano).

### 5.6.6. EFECTO DE LAS ESTRATEGIAS DE APUNTAMIENTO

Estrategia de apuntamiento doble: apuntando cada fila de heliostatos, de forma secuencial, a cada uno de los dos puntos objetivo sobre la superficie del receptor, situados tal y como se muestra en la ilustración 66.

- Número de heliostatos: 956.
- Eficiencia media del campo de heliostatos: 0,7607.
- Valor medio flujo solar sobre el receptor [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]:  $5,7520 \times 10^5$ .
- Potencia total sobre el receptor [W]:  $1,5938 \times 10^8$ .

Disposición geométrica de cada uno de los heliostatos en el campo solar:

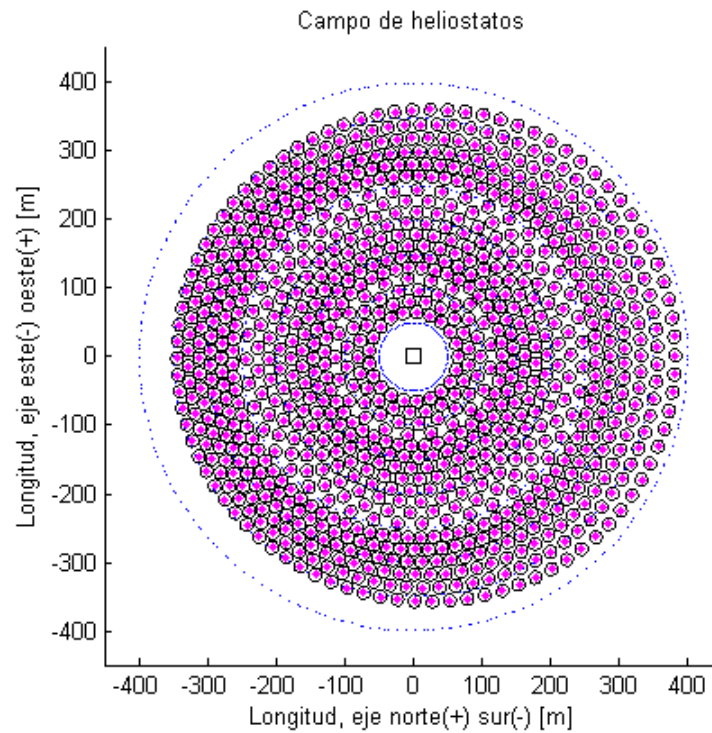


Ilustración 102. Campo de heliostatos de 18 filas (apuntamiento doble).

Eficiencia de cada uno de los heliostatos en función de su posición en el campo solar:

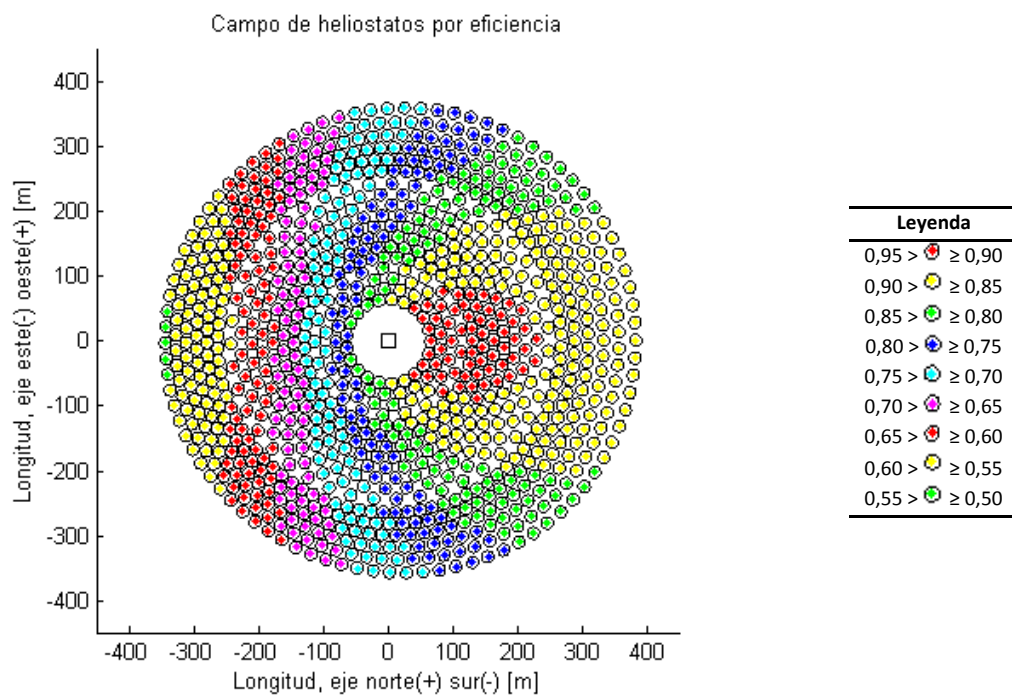


Ilustración 103. Eficiencia del campo de heliostatos de 18 filas (apuntamiento doble).

Flujo solar recibido por el receptor:



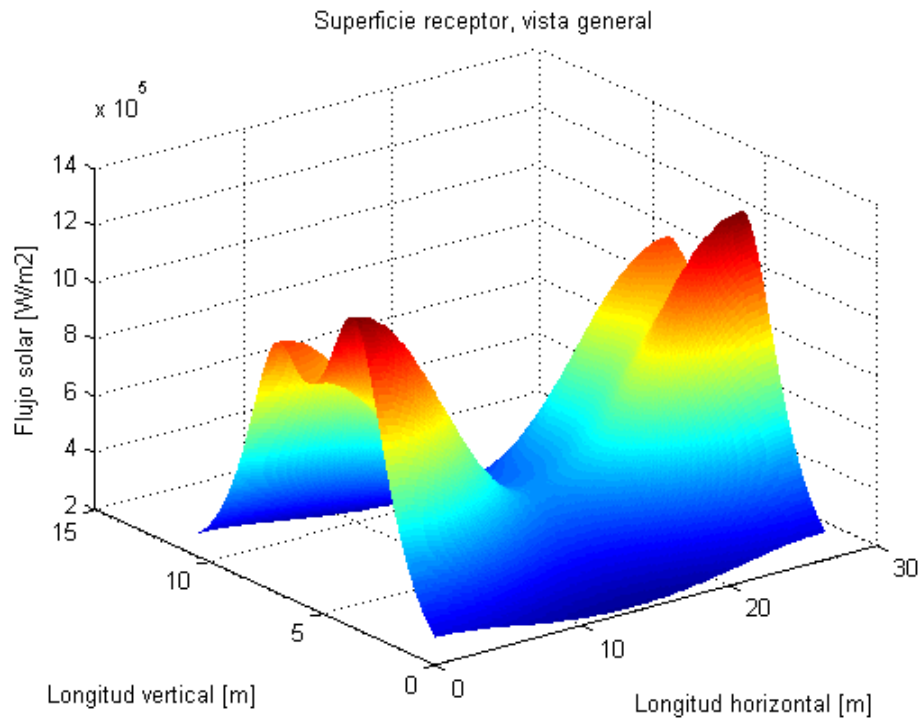


Ilustración 104. Flujo solar en 3D sobre el receptor central (apuntamiento doble).

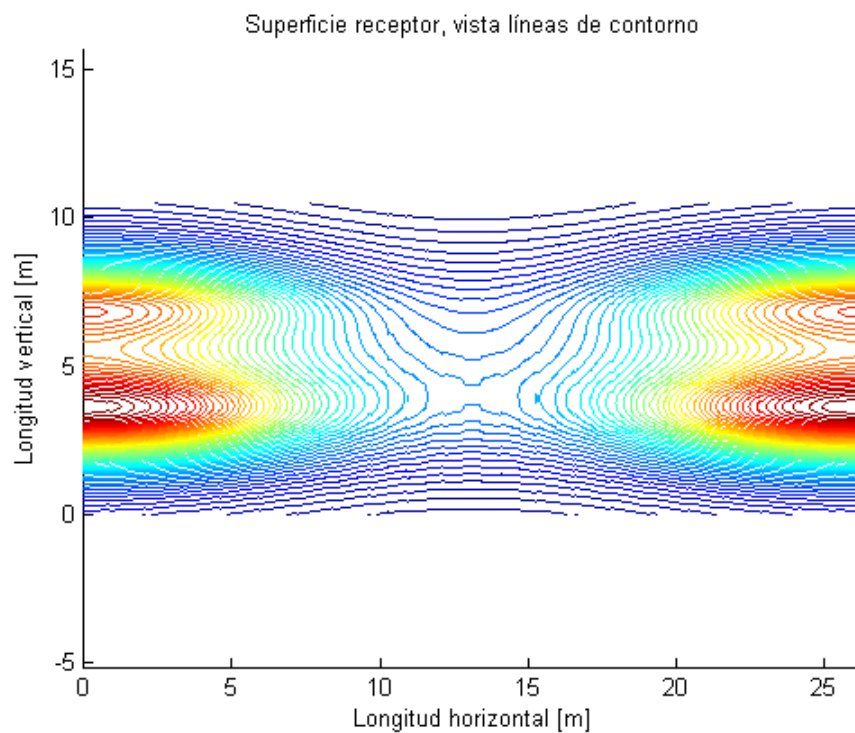


Ilustración 105. Líneas de contorno del flujo solar sobre el receptor central (apuntamiento doble).

Estrategia de apuntamiento triple: apuntado cada fila de heliostatos, de forma secuencial, a cada uno de los tres puntos objetivo sobre la superficie del receptor, situados tal y como se muestra en la ilustración 67.

- Número de heliostatos: 956.
- Eficiencia media del campo de heliostatos: 0,7607.
- Valor medio flujo solar sobre el receptor [ $\text{W/m}^2$ ]:  $5,6533 \times 10^5$ .
- Potencia total sobre el receptor [W]:  $1,5665 \times 10^8$ .

Disposición geométrica de cada uno de los heliostatos en el campo solar:

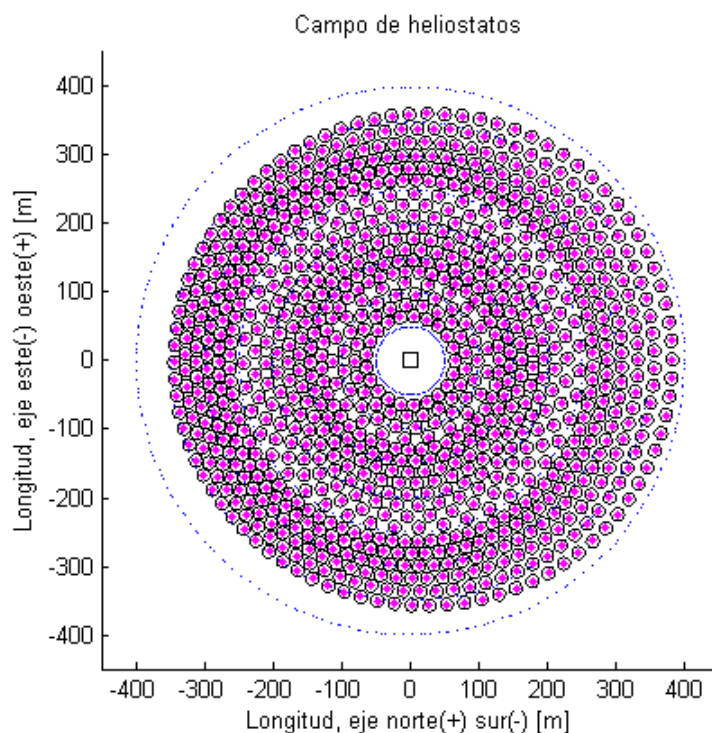


Ilustración 106. Campo de heliostatos de 18 filas (apuntamiento triple).

Eficiencia de cada uno de los heliostatos en función de su posición en el campo solar:

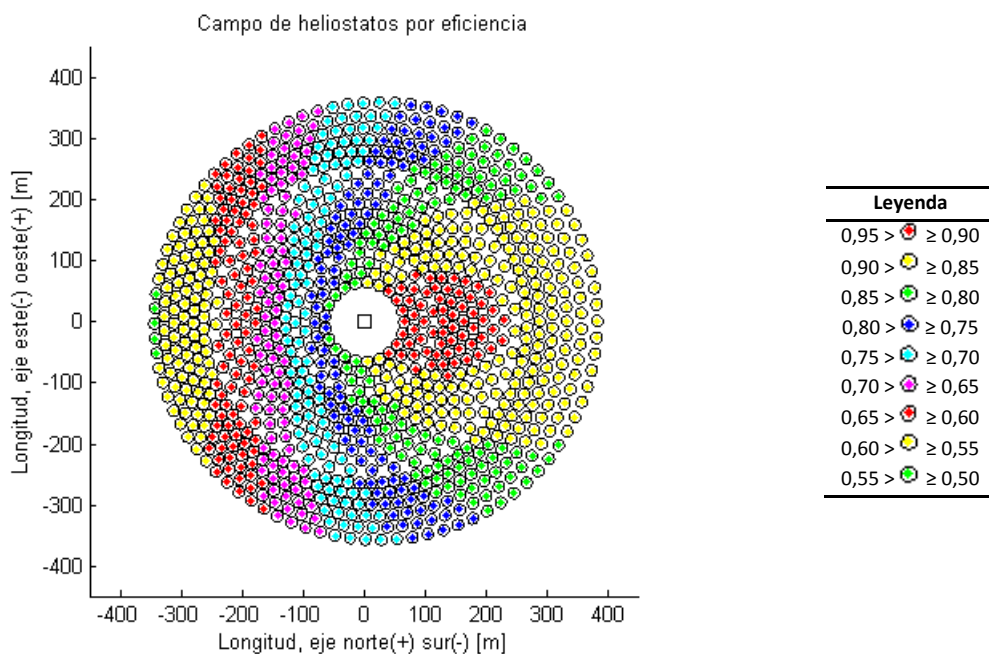




Ilustración 107. Eficiencia del campo de heliostatos de 18 filas (apuntamiento triple).  
Flujo solar recibido por el receptor:

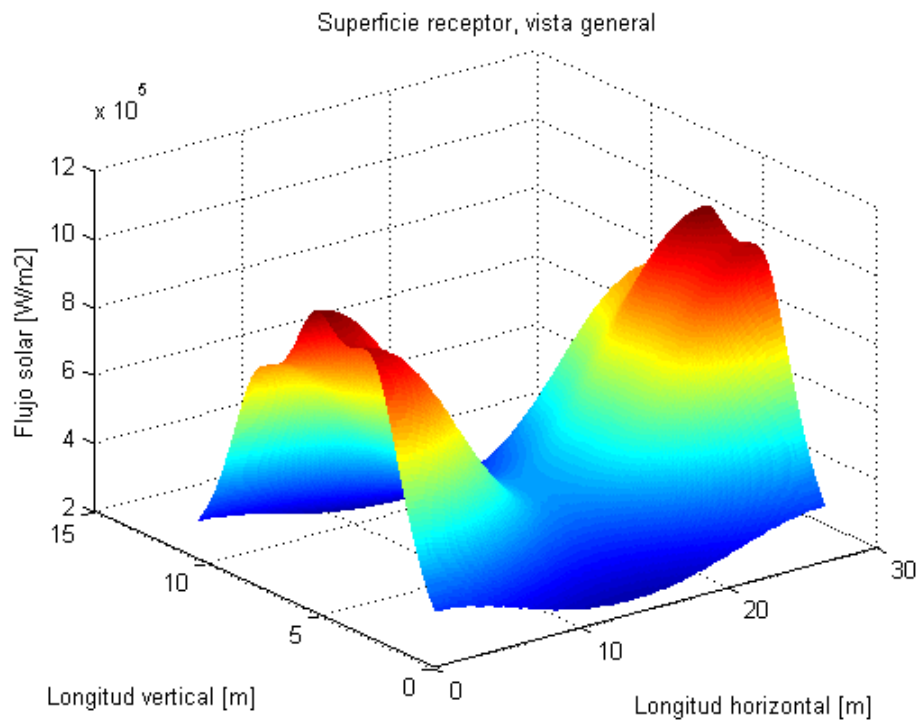


Ilustración 108. Flujo solar en 3D sobre el receptor central (apuntamiento triple).

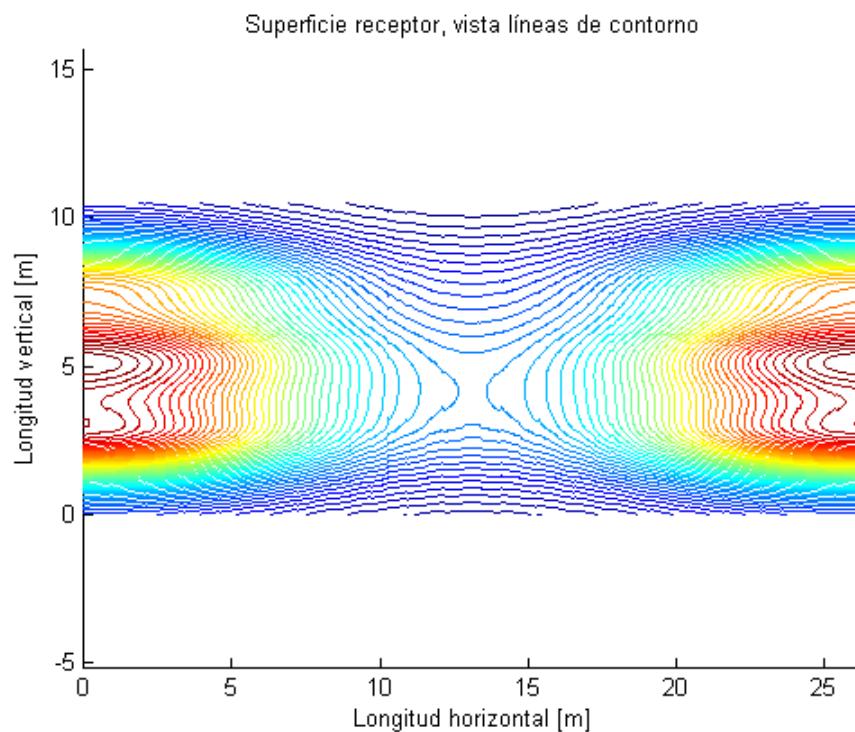


Ilustración 109. Líneas de contorno del flujo solar sobre el receptor central (apuntamiento triple).

### 5.6.7. VALORES EXPERIMENTALES

Los resultados experimentales obtenidos en apartados anteriores concuerdan con fidelidad con los obtenidos por el autor del método de programación para la generación preliminar de un campo de heliostatos, tanto en la distribución geométrica del campo solar, como en los valores de la eficiencia óptica.

Valores experimentales sobre la eficiencia del campo de heliostatos:

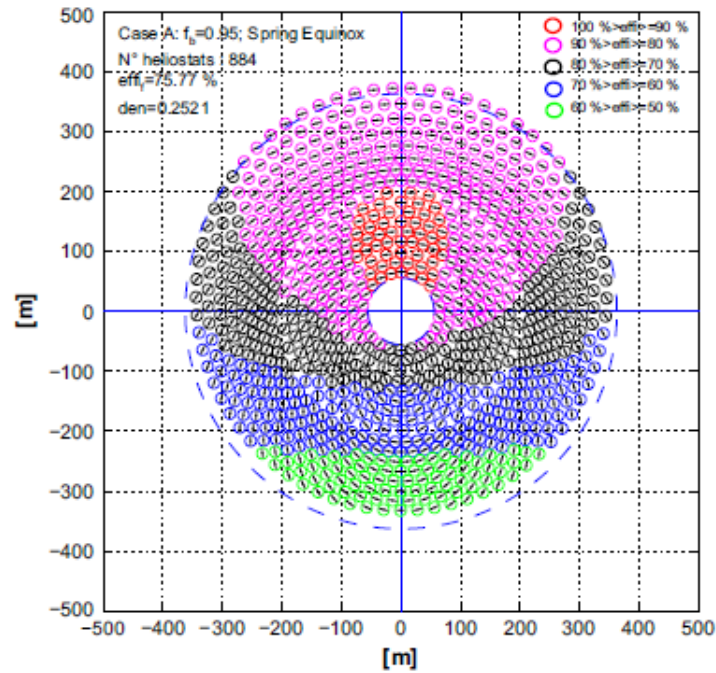


Ilustración 110. Eficiencia esperada para el equinoccio de primavera con  $f_b = 0,95$ .

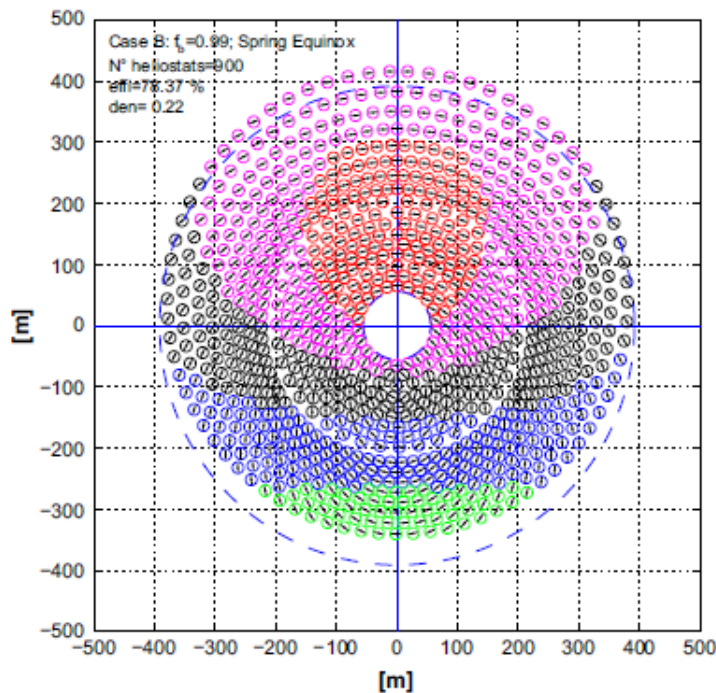
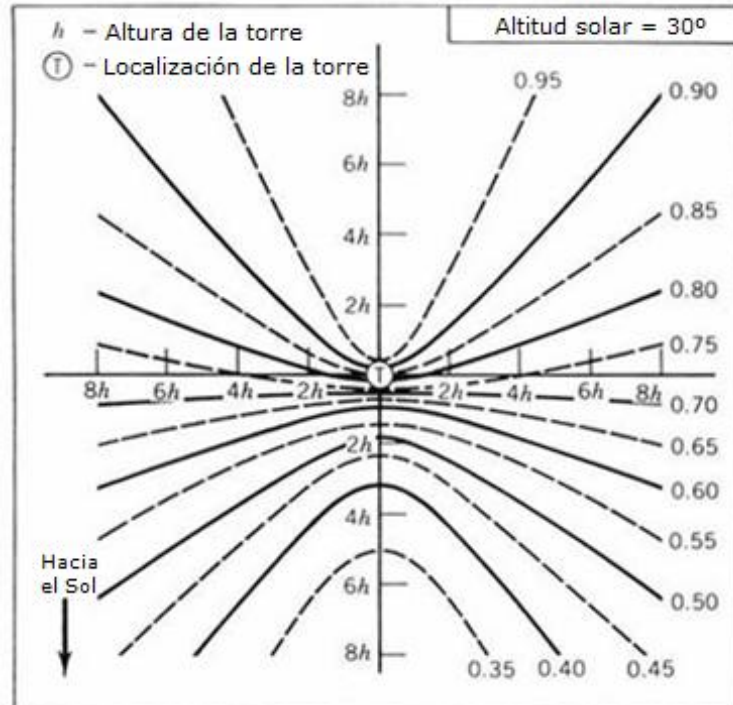
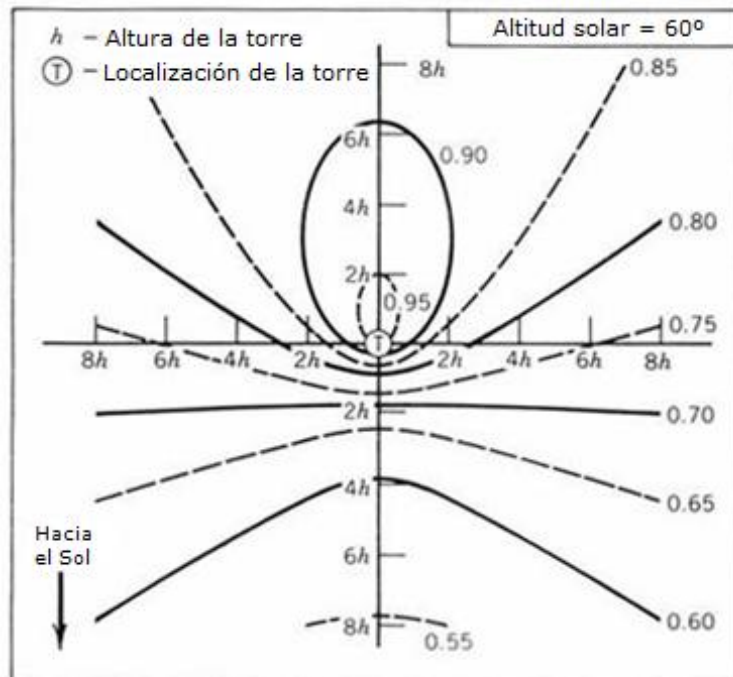


Ilustración 111. Eficiencia esperada para el equinoccio de primavera con  $f_b = 0,99$ .

Los valores experimentales obtenidos del estudio del efecto coseno en el campo de heliostatos, en función de la altitud solar, también coinciden con los obtenidos mediante el modelado matemático. Las imágenes a continuación muestran valores experimentales de la distribución de la eficiencia óptica de los heliostatos para distintos puntos de diseño:



(a)



(b)

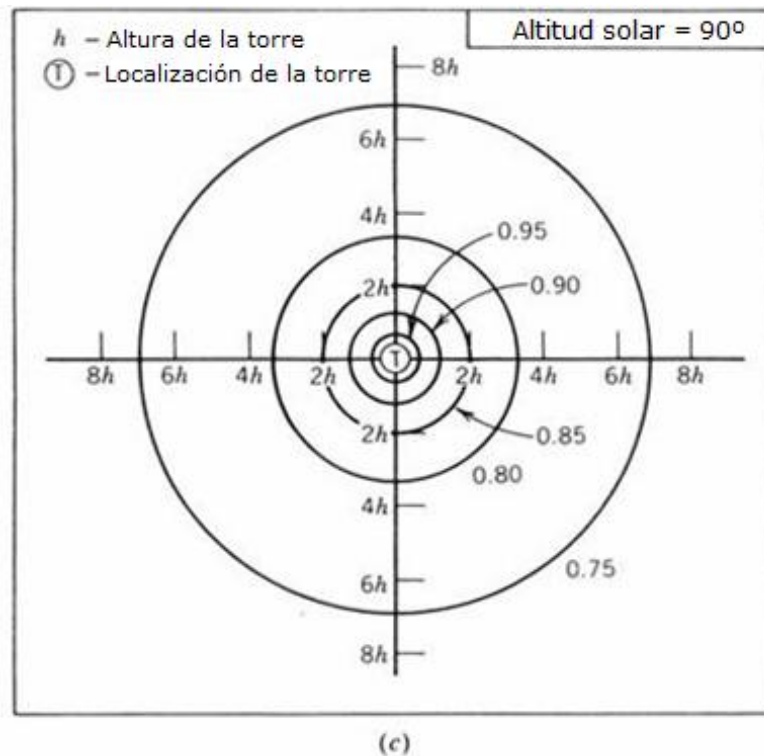


Ilustración 112. Eficiencia debido al efecto del coseno para tres ángulos de altitud solar distintos.

## 5.7.CONCLUSIONES

El número de heliostatos crece de forma exponencial al incrementarse el número de hileras de heliostatos en el campo solar, debido a que cada vez es mayor el número de dispositivos que se pueden instalar en la misma hilera al incrementarse el perímetro del óvalo en el que se encuentran. Pero a medida que se incrementa su número, también decrece, de forma lineal, la eficiencia media de todo el campo solar, ya que los heliostatos situados lejos de la torre ven reducida su eficiencia óptica de forma notable.

El factor de bloqueo afecta de forma notable a la eficiencia óptica. A pesar de que al considerar factores de bloqueo mayores, la distancia entre heliostatos debe incrementarse, lo que produce su alejamiento del receptor de la torre central, estas pérdidas no compensan el incremento de energía que alcanza al receptor, incrementándose la eficiencia media del campo de heliostatos.

El factor de atenuación tiene una importancia y peso menor en la eficiencia óptica global de cada heliostato, aumentando las pérdidas sustancialmente cuanto peores sean las condiciones de visibilidad de la atmósfera y mayor sea la distancia que tenga que recorrer el haz de luz reflejado desde el heliostato hasta el receptor. En buenas condiciones de visibilidad esta distancia reduce su importancia y efecto sobre la eficiencia óptica.

El punto de diseño, si bien no hay una gran diferencia entre la eficiencia entre el punto de diseño original y los dos puntos de diseño alternativos, si que se deja notar una diferencia significativa en la potencia total sobre el receptor, que varía desde los  $125 \text{ MW}_t$  en el solsticio de invierno hasta los  $184 \text{ MW}_t$  en el solsticio de verano. El flujo solar es más uniforme

alrededor del receptor en el solsticio de verano debido a la mayor participación de heliostatos al incrementarse la altura solar.

El efecto del coseno mostrado por la programación corresponde exactamente a los valores experimentales y teóricos de otros estudios. Al incrementarse la altura solar, es decir, en las condiciones dadas en el solsticio de verano, su influencia e importancia es menor. Cuando más se reduce la altura solar más se aprecia su efecto y se producen grandes variaciones de rendimiento entre heliostatos situados de forma adyacente.

En cuanto a las estrategias de apuntamiento, no se aprecian apenas variaciones, simplemente un ligero descenso en la eficiencia y la potencia total respecto el receptor respecto a la estrategia de apuntamiento simple. Por ello, es totalmente recomendable desarrollar las estrategias de apuntamiento, ya que la pérdida de rendimiento es casi inapreciable y a cambio ofrece grandes ventajas en la vida de los materiales, reduciendo las temperaturas de operación, evitando el estrés térmico y evitando el envejecimiento prematuro de los materiales.

## 6. GLOSARIO DE SÍMBOLOS, UNIDADES, ABREVIATURAS, ACRÓNIMOS O TÉRMINOS

$\theta_z$	[rad]	Ángulo cenital solar
$A$	[rad]	Ángulo de azimut solar
$A''$	[rad]	Ángulo de azimut solar auxiliar
$\alpha$	[rad]	Ángulo de altitud solar
$\omega$	[rad]	Ángulo horario
$\delta$	[rad]	Ángulo de declinación
$THT$	[m]	Altura de la torre óptica
$LH$	[m]	Altura de un heliostato
$LR$	[m]	Altura del receptor
$AH$	[m <sup>2</sup> ]	Área de un heliostato
$I_{SC}$	[W/m <sup>2</sup> ]	Constante solar
$\sigma_{sun}$	[rad]	Desviación estándar debido a la forma solar
$\sigma_{tra}$	[rad]	Desviación estándar debido a errores de seguimiento
$\sigma_s$	[rad]	Desviación estándar debido a errores de superficie
$DH$	[m]	Diagonal de un heliostato
$DHs$	[m]	Diagonal de un heliostato considerando el ratio de seguridad
$DR$	[m]	Diámetro receptor
$\eta_f$	[ ]	Eficiencia de un heliostato
$f_{at}$	[ ]	Factor de atenuación atmosférica
$f_b$	[ ]	Factor de bloqueo
$f_{sp}$	[ ]	Factor de “spillage” o desbordamiento
$I_d$	[W/m <sup>2</sup> ]	Irradiación típica de diseño
$N$	[ ]	Número de días desde el 1 de enero
$\beta$	[ ]	Pendiente del suelo
$R_{min}$	[m]	Radio mínimo del campo de heliostatos
$w_r$	[ ]	Ratio de proporción ancho-alto de un heliostato
$ds$	[ ]	Ratio de seguridad sobre la altura del heliostato
$\rho$	[ ]	Reflectividad de una superficie
$AmAh$	[ ]	Relación de área de espejo por área de heliostato

$t_s$        $[h]$       Tiempo solar



## 7. REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

Se incluyen a continuación las principales referencias consultadas y los trabajos generados en relación con el proyecto:

- Abengoa Solar.  
<http://www.abengoasolar.com>
- Agencia Internacional de la Energía.  
<http://www.iea.org>
- Centro Francés de Investigación Científica: Laboratorio de Procesos, Materiales y Energía Solar (PROMES).  
<http://www.promes.cnrs.fr>
- Comisión Nacional de la Energía (CNE).  
<http://www.cne.es>
- Departamento de Estado de los Estados Unidos, Unidad de Eficiencia Energética y Energías Renovables.  
<http://www1.eere.energy.gov>
- Laboratorio Nacional de Energías Renovables de los Estados Unidos.  
<http://www.nrel.gov>
- Plataforma Solar de Almería.  
<http://www.psa.es>
- Power From The Sun.  
<http://www.powerfromthesun.net>
- Red Eléctrica Española (REE).  
<http://www.ree.es>
- Science Direct.  
<http://www.sciencedirect.com>
- SolarPACES: Solar Power And Chemical Energy Systems.  
<http://www.solarpaces.org>
- Wikipedia.org.  
<http://www.wikipedia.org>

- [1] *A cellwise method for the optimization of large central receiver systems*  
Solar Energy, Volume 20, Issue 6, 1978, Pages 505-516  
F. W. Lipps, L. L. Vant-Hull
- [2] *A new code for the design and analysis of the heliostat field layout for power tower system*  
Solar Energy, Volume 84, Issue 4, April 2010, Pages 685-690  
Xiudong Wei, Zhenwu Lu, Weixing Yu, Zhifeng Wang
- [3] *A new method for the design of the heliostat field layout for solar tower power plant*  
Renewable Energy, Volume 35, Issue 9, September 2010, Pages 1970-1975  
Xiudong Wei, Zhenwu Lu, Zhifeng Wang, Weixing Yu, Hongxing Zhang, Zhihao Yao
- [4] *A User's Manual for DELSOL3: A. Computer Code for Calculating the Optical Performance and Optimal System Design for Solar. Thermal Central Receiver Plants*  
B. L. Kistler

- <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/1986/868018.pdf> [Último acceso: Abril 2011]
- [5] *An analytic function for the flux density due to sunlight reflected from a heliostat*  
Solar Energy, Volume 37, Issue 3, 1986, Pages 215-234  
F. J. Collado, A. Gómez, J. A. Turégano
- [6] *Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*  
Sargent & Lundy LLC Consulting Group, National Renewable Energy Laboratory, 2003
- [7] *Calculation of the anual termal energy supplied by a defined heliostat field*  
Solar Energy, Volume 42, Issue 2, 1989, Pages 149-165  
F.J. Collado, J.A. Turégano
- [8] *Codes for solar flux calculation dedicated to central receiver system applications: A comparative review*  
Solar Energy, Volume 82, Issue 3, March 2008, Pages 189-197  
Pierre Garcia, Alain Ferriere, Jean-Jacques Beziau
- [9] *Concentrating Solar Power: From research to implementation*  
European Commission, 2007  
[http://www.solarpaces.org/Library/CSP\\_Documents/2007\\_concertrating\\_solar\\_power\\_en.pdf](http://www.solarpaces.org/Library/CSP_Documents/2007_concertrating_solar_power_en.pdf) [Último acceso: Abril 2011]
- [10] *Energía Solar Termoeléctrica*  
Plataforma Solar de Almería-CIEMAT  
Manuel Romero Álvarez  
[http://www.uib.es/facultat/ciencias/prof/victor.martinez/recerca/jornadesl/ManuelRomero/CSP\\_Termoelectrica.pdf](http://www.uib.es/facultat/ciencias/prof/victor.martinez/recerca/jornadesl/ManuelRomero/CSP_Termoelectrica.pdf) [Último acceso: Mayo 2011]
- [11] *European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping (ECOSTAR)*  
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), 2003  
Robert Pitz-Paal, Jürgen Dersch, Barbara Milow
- [12] *European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping*  
2005  
[http://www.vgb.org/data/vgborg\\_/Forschung/roadmap252.pdf](http://www.vgb.org/data/vgborg_/Forschung/roadmap252.pdf) [Último acceso: Abril 2011]
- [13] *Global Concentrating Solar Power Outlook 2009 - Why Renewable Energy is Hot*  
ESTELA, Greenpeaces International, SolarPACES, 2009  
<http://www.solarpaces.org/Library/docs/concentrating-solar-power-2009.pdf> [Último acceso: Abril 2011]
- [14] *One-point fitting of the flux density produced by a heliostat*  
Solar Energy, Volume 84, Issue 4, April 2010, Pages 673-684  
Francisco J. Collado
- [15] *Overview of recent results of the Solar Two test and evaluations program*  
Sandia National Labs  
James E. Pacheco, Rockwell Gilbert
- [16] *Preliminary design of surrounding heliostat fields*  
Renewable Energy, Volume 34, Issue 5, May 2009, Pages 1359-1363  
Francisco J. Collado

- [17] *Quick evaluation of the anual heliostat field efficiency*  
Solar Energy, Volume 82, Issue 4, April 2008, Pages 379-384  
Francisco J. Collado
- [18] *Mathematical formulation of a graphical method for a no-blocking heliostat field layout*  
Renewable Energy, Volume 23, Issue 1, May 2001, Pages 77-92  
F. M. F. Siala, M. E. Elayeb
- [19] *Measurements of solar flux density distribution on a plane receiver due to a flat heliostat*  
Solar Energy, Volume 54, Issue 6, June 1995, Pages 403-411  
Moustafa M. Elsayed, Kadry A. Fathalah, Omar M. Al-Rabghi
- [20] *Methodology for generation of heliostat field layout in central receiver systems based on yearly normalized energy surfaces*  
Solar Energy, Volume 80, Issue 7, July 2006, Pages 861-874  
Marcelino Sánchez, Manuel Romero
- [21] *Technology Roadmap: Concentrating Solar Power*  
OECD – IEA, 2010  
[http://www.iea.org/papers/2010/csp\\_roadmap.pdf](http://www.iea.org/papers/2010/csp_roadmap.pdf) [Último acceso: Mayo 2011]

## LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Variación de la radiación solar con la distancia. ....	7
Ilustración 2. Espectro de la radiación solar extraterrestre. ....	8
Ilustración 3. Efecto de coseno sobre la radiación solar extraterrestre. ....	9
Ilustración 4. Pérdidas de energía de la radiación solar incidente para un cielo claro. ....	11
Ilustración 5. Espectro de la radiación solar a nivel de suelo para diferentes masas de aire asumiendo una atmósfera estándar y un día de cielo claro. ....	13
Ilustración 6. Áreas del mundo con una elevada radiación solar. ....	14
Ilustración 7. Piranómetro. ....	15
Ilustración 8. Distribución geográfica del recurso solar para aplicación de concentración solar. .....	16
Ilustración 9. Mapa de la irradiación total anual de la Península Ibérica. ....	17
Ilustración 10. Esquema general de los procesos en centrales solares termoeléctricas. ....	18
Ilustración 11. Vista aérea de la planta "Solar Energy Generating Systems", en EEUU. ....	19
Ilustración 12. Generación de la planta SEGS en kWh/m <sup>2</sup> ·día en función de la radiación normal incidente en kWh/m <sup>2</sup> ·día. ....	19
Ilustración 13. Generación eléctrica y radiación normal directa en la central ANDASOL-1. ....	20
Ilustración 14. Generación eléctrica en función de la hora del día y estación del año en la central ANDASOL-1. ....	21
Ilustración 15. Esquema de una central de concentración solar de tipo torre con receptor central. ....	22
Ilustración 16. Esquema de una central solar con concentradores cilíndrico-parabólicos. ....	23
Ilustración 17. Reflector cilíndrico-parabólico. ....	24
Ilustración 18. Esquema de una central de concentradores cilíndrico-parabólicos y ciclo Rankine. ....	25
Ilustración 19. Esquema de una central ISCC (Solar Integrada en Ciclo Combinado). ....	25
Ilustración 20. Esquema básico de funcionamiento de una central con lentes Fresnel. ....	26
Ilustración 21. Principio de funcionamiento de un colector de lente Fresnel. ....	27
Ilustración 22. Sección transversal de un concentrador de lente Fresnel. ....	27
Ilustración 23. Esquema del flujo en un campo de concentradores Fresnel. ....	28
Ilustración 24. Instalación Fresnel prototipo en la Plataforma Solar de Almería. ....	29
Ilustración 25. Esquema de un disco parabólico. ....	30
Ilustración 26. Disco parabólico formado a partir de una matriz de espejos. ....	30
Ilustración 27. Planta de generación de discos parabólicos en Villarrobledo, Albacete. ....	31
Ilustración 28. Central termosolar de torre central PS10. ....	34
Ilustración 29. Central de concentración solar de torre central "Gemasolar". ....	37
Ilustración 30. Esquema del proyecto PS10 basado en el uso de aire como fluido térmico y un receptor volumétrico abierto a la atmósfera. ....	38
Ilustración 31. Central termosolar Solar One. ....	39
Ilustración 32. Gestionabilidad de una planta de torre con receptor central con almacenamiento térmico de sales fundidas. ....	40
Ilustración 33. Esquema de funcionamiento de la planta Solar Tres. ....	43
Ilustración 34. Almacenamiento térmico para configuración de carga intermedia. ....	45

Ilustración 35. Almacenamiento térmico para configuración de carga intermedia retrasada...	45
Ilustración 36. Almacenamiento térmico para configuración de carga base. ....	46
Ilustración 37. Almacenamiento térmico para configuración de pico de carga o punta.....	46
Ilustración 38. Combinación de almacenaje energético e hibridación en una planta solar. ....	47
Ilustración 39. Plano de la eclíptica mostrando las variaciones de la distancia Tierra-Sol y los equinoccios y solsticios. ....	49
Ilustración 40. Variación de la distancia Tierra-Sol. ....	49
Ilustración 41. Ángulo horario.....	50
Ilustración 42. Variación del ángulo horario. ....	50
Ilustración 43. Ecuación del tiempo (EOT). ....	51
Ilustración 44. Ángulo de declinación y su variación anual. ....	52
Ilustración 45. Variación anual del ángulo de declinación.....	53
Ilustración 46. Solsticio de verano. ....	53
Ilustración 47. Solsticio de invierno. ....	54
Ilustración 48. Paralelos a distintos ángulos de latitud.....	55
Ilustración 49. Sistema de coordenadas en la superficie terrestre.....	56
Ilustración 50. Visión geométrica del recorrido solar visto por un observador en Q. ....	58
Ilustración 51. Vista lateral del disco de recorrido solar durante el verano cuando el centro del disco Y se encuentra sobre el observador Q.....	59
Ilustración 52. Receptor de la central termosolar Solar One.....	64
Ilustración 53. Nomenclatura utilizada. ....	65
Ilustración 54. Espaciado azimutal e incremento de radio mínimo.....	66
Ilustración 55. (a) Añadiendo una nueva fila en el mismo grupo (b) Añadiendo nueva fila en un nuevo grupo. ....	66
Ilustración 56. Pérdidas de calor de un receptor. ....	67
Ilustración 57. Pérdidas de flujo solar debidas al bloqueo y las sombras.....	68
Ilustración 58. Transmitancia atmosférica para una atmósfera limpia y brumosa. ....	70
Ilustración 59. Coordenadas que definen la reflexión de los rayos de sol en un heliostato hacia un único punto fijo. ....	71
Ilustración 60. Interacción de la luz con un material. ....	72
Ilustración 61. Efecto del coseno sobre dos heliostatos en direcciones opuestas a la torre. ....	73
Ilustración 62. Sistema de coordenadas. ....	74
Ilustración 63. Patrón de densidad de flujo solar sobre el receptor de un heliostato típico.....	75
Ilustración 64. Efecto de la imagen reflejada del tamaño del Sol para una superficie reflectante no ideal.....	76
Ilustración 65. Estrategia de apuntamiento simple. ....	77
Ilustración 66. Estrategia de apuntamiento doble.....	78
Ilustración 67. Estrategia de apuntamiento triple. ....	78
Ilustración 68. Campo de heliostatos de 18 filas. ....	79
Ilustración 69. Eficiencia del campo de heliostatos de 18 filas.....	80
Ilustración 70. Flujo solar en 3D sobre el receptor central. ....	80
Ilustración 71. Líneas de contorno del flujo solar sobre el receptor central. ....	81
Ilustración 72. Número de heliostatos en función del número de filas.....	82
Ilustración 73. Eficiencia media del campo de heliostatos. ....	82

Ilustración 74. Campo de heliostatos para $fb = 0,80$ .	83
Ilustración 75. Eficiencia del campo de heliostatos para $fb = 0,80$ .	83
Ilustración 76. Campo de heliostatos para $fb = 0,85$ .	84
Ilustración 77. Eficiencia del campo de heliostatos para $fb = 0,85$ .	84
Ilustración 78. Campo de heliostatos $fb = 0,90$ .	85
Ilustración 79. Eficiencia del campo de heliostatos para $fb = 0,90$ .	85
Ilustración 80. Campo de heliostatos para $fb = 0,95$ .	86
Ilustración 81. Eficiencia del campo de heliostatos para $fb = 0,95$ .	86
Ilustración 82. Campo de heliostatos para $fb = 0,99$ .	87
Ilustración 83. Eficiencia del campo de heliostatos para $fb = 0,99$ .	87
Ilustración 84. Campo de heliostatos para $fb = 1$ .	88
Ilustración 85. Eficiencia del campo de heliostatos para $fb = 1$ .	88
Ilustración 86. Eficiencia del campo de heliostatos en función del factor de bloqueo.	89
Ilustración 87. Factor de atenuación atmosférica para condiciones de alta visibilidad.	90
Ilustración 88. Factor de atenuación atmosférica para condiciones de baja visibilidad.	91
Ilustración 89. Factor de atenuación atmosférica para condiciones de alta visibilidad.	92
Ilustración 90. Factor de atenuación atmosférica para condiciones de baja visibilidad.	92
Ilustración 91. Campo de heliostatos de 18 filas (solsticio de invierno).	93
Ilustración 92. Eficiencia del campo de heliostatos de 18 filas (solsticio de invierno).	94
Ilustración 93. Flujo solar en 3D sobre el receptor central (solsticio de invierno).	94
Ilustración 94. Líneas de contorno del flujo solar sobre el receptor central (solsticio de invierno).	95
Ilustración 95. Campo de heliostatos de 18 filas (solsticio de verano).	96
Ilustración 96. Eficiencia del campo de heliostatos de 18 filas (solsticio de verano).	96
Ilustración 97. Flujo solar en 3D sobre el receptor central (solsticio de verano).	97
Ilustración 98. Líneas de contorno del flujo solar sobre el receptor central (solsticio de verano).	97
Ilustración 99. Efecto del coseno en el campo de heliostatos (equinoccio de primavera).	98
Ilustración 100. Efecto del coseno en el campo de heliostatos (solsticio de invierno).	98
Ilustración 101. Efecto del coseno en el campo de heliostatos (solsticio de verano).	99
Ilustración 102. Campo de heliostatos de 18 filas (apuntamiento doble).	100
Ilustración 103. Eficiencia del campo de heliostatos de 18 filas (apuntamiento doble).	100
Ilustración 104. Flujo solar en 3D sobre el receptor central (apuntamiento doble).	101
Ilustración 105. Líneas de contorno del flujo solar sobre el receptor central (apuntamiento doble).	101
Ilustración 106. Campo de heliostatos de 18 filas (apuntamiento triple).	102
Ilustración 107. Eficiencia del campo de heliostatos de 18 filas (apuntamiento triple).	103
Ilustración 108. Flujo solar en 3D sobre el receptor central (apuntamiento triple).	103
Ilustración 109. Líneas de contorno del flujo solar sobre el receptor central (apuntamiento triple).	103
Ilustración 110. Eficiencia esperada para el equinoccio de primavera con $fb = 0,95$ .	104
Ilustración 111. Eficiencia esperada para el equinoccio de primavera con $fb = 0,99$ .	104
Ilustración 112. Eficiencia debido al efecto del coseno para tres ángulos de altitud solar distintos.	106

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características físicas del Sol. ....	6
Tabla 2. Características orbitales del Sol.....	7
Tabla 3. Familias de la tecnología de concentración solar.....	22
Tabla 4. Potencia instalada y generación de la energía solar termoelectrica en España. ....	34
Tabla 5. Tabla de conversión Fecha-Número de día. ....	52
Tabla 6. Días de especial interés solar. ....	52
Tabla 7. Eficiencia media del campo de heliostatos. ....	81
Tabla 8. Eficiencia en función del factor de bloqueo del campo de heliostatos.....	82



## A. ANEXOS

### A.1. ANEXO I: CÓDIGO FUENTE DE LA PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA EN MATLAB

Archivo "proyecto.m"

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% PFC %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%% ALFONSO GÓMEZ CRISTÓBAL
%%% NIA : 100048902
%%% PROYECTO FINAL DE CARRERA

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%% INICIO %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%% Limpieza de variables anteriores en Matlab %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

clc                % Limpiar de texto de la ventana de comandos

clear all          % Limpiar variables, variables globales, y funciones

%%% Posición de la central solar %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Obtenido de "Plataforma Solar de Almería, Informe Bianual 2008-2009"
% PSA Almería
% 37° 05' 27,8" N    2° 21' 19'' O

%%% Punto de diseño %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Obtenido de "Preliminary design of surrounding heliostat fields", p3

% Equinoccio de primavera
% 20 Marzo 2010
% 12:00 hora solar

N = 79;            % Día del año []

Ts = 12;           % Hora solar [h]

% Otras fechas de interés del año 2010

% Solsticio de verano
% 21 Junio 2010
% N = 172;

% Equinoccio de otoño
% 23 Septiembre 2010
% N = 266;

% Solsticio de invierno
% 21 Diciembre 2010

```

```

% N = 355;

% Visibilidad para considerar el efecto de la atenuación

% Visibilidad [km] Opciones: "23" => Elevada visibilidad
%                               "5"  => Baja visibilidad
%                               "1"  => No considerar efecto
vsbldd = 23;

%Irradiación típica de diseño [W/m2]
Id = 950;

%%% Ángulos tierra-sol %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Obtenidos de http://www.powerfromthesun.net, capítulo 3

% Ángulo de declinación [°]
if N == 79
    delta = 0;
else
    delta = asin(0.39795*cos(0.98563*(N-172)));
end

% Ángulo horario [°]
w = 15*(Ts-12);

% Ángulo de latitud [°]
phi_ang = 37.09105556;

% Ángulo de latitud [rad]
phi_rad = phi_ang*2*pi/360;

%%% Ángulos observador-sol %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Obtenido de http://www.powerfromthesun.net, capítulo 3

% Ángulo de altitud solar [rad]
alfa =
asin((sin(delta)*sin(phi_rad))+(cos(delta)*cos(w)*cos(phi_rad)));

% Ángulo cenital solar [rad]
thetaz = (pi/2) - alfa;

% Ángulo azimut solar [rad]
Adobleprima = acos(((sin(delta)*cos(phi_rad)-
cos(delta)*cos(w)*sin(phi_rad))/(cos(alfa))));
if w <= 0 % Inicio en dirección norte
    A = Adobleprima;
elseif w > 0
    A = 360 - Adobleprima;
end

%%% Datos de diseño de la central %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Datos basados en la central termoeléctrica Gemasolar Thermoelectric
Plant

```

```
% Altura torre óptica [m]
THT = 150;
% THT = 130;

% Altura receptor [m]
LR = 10.5;
% LR = 9.44;

% Diámetro receptor [m]
DR = 8.4;
% DR = 9.44;

% Potencia del receptor [Wh,t]
Q = 120e6;

% Rendimiento receptor []
nurec = 0.75;

% Obtenidos de "Preliminary design of surrounding heliostat fields",
p3

% Altura heliostato [m]
LH = 10.95;

% Área heliostato [m2]
AH = 120;

% Ratio anchura-altura del heliostato []
wr = 1.0;

% Relación de área de espejo en el heliostato []
AmAh = 0.9583;

% Distancia de seguridad entre heliostatos [m]
ds = 0.3;

% Radio mínimo del campo de heliostatos [m]
rmin = 65;

% Desviación estándar por la forma solar [rad]
sigmar = 0.00251;

% Desviación estándar por errores de tracking (seguimiento) [rad]
sigmat = 0.001;

% Desviación estándar por errores de superficie [rad]
sigmas = 0.002;

% Factor de bloqueo []
fb = 0.95;

% Obtenido de "Quick evaluation of the annual heliostat field
efficiency", p3

% Reflectividad de espejos
rho = 0.8883;
```

```

%%%% Datos iniciales estimados %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Coordinadas del centro de la torre receptora
x1 = 0;

% Coordinadas del centro de la torre receptora
y1 = 0;

%%%% Cálculos iniciales %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Obtenido de "Preliminary design of surrounding heliostat fields", p2

% Diagonal del heliostato [m]
DH = sqrt(1+wr^2)*LH;

% Diagonal del heliostato considerando la distancia de seguridad [m]
DHS = (sqrt(1+wr^2)+ds)*LH;

% Obtenido de "Preliminary design of surrounding heliostat fields", p3

% Incremento de radio mínimo [m]
deltarmin = DHS * cos(30*(pi/180));

% Obtenido de "Calculation of the annual thermal energy supplied by a
defined heliostat field", p4

% Parámetro ar []
ar = sqrt(AH)/(2*sqrt(2)*sigmar);

% Obtenido de "Calculation of the annual thermal energy supplied by a
defined heliostat field", p5

% Factor de spillage []
fsp = (
funcionph(LR/(2*sqrt(2)*sigmar),ar,ar)*funcionph(DR/(2*sqrt(2)*sigmar)
,ar,ar) ) / (ar^2);

%%%% Estrategias de apuntamiento %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

apuntamiento = 3;          % "1" => Estrategia de apuntamiento simple
                           % "2" => Estrategia de apuntamiento doble
                           % "3" => Estrategia de apuntamiento triple

if (apuntamiento == 1)

    % Versión simple
    % 18 filas de heliostatos
    % Ofrecen una potencia apuntando al centro de 161,7 MWh,t
    % Número de heliostatos 956
    % Eficiencia media de 0.5592
    % Valor medio del flujo solar 5.8356e+005
    % Potencia total sobre el receptor 1.6170e+008
    filas = [0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0];

elseif (apuntamiento == 2)

    % Versión doble
    % 18 filas de heliostatos

```

```

    % Superior e inferior
    filas = [+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-
    LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6];

elseif (apuntamiento == 3)

    % Versión triple
    % 18 filas de heliostatos
    % Superior, centro e inferior
    filas = [+LR/4;0;-LR/4;+LR/4;0;-LR/4;+LR/4;0;-LR/4;+LR/4;0;-
    LR/4;+LR/4;0;-LR/4;+LR/4;0;-LR/4];

end

% Versión simple
% 18 filas de heliostatos
% Ofrecen una potencia apuntando al centor de 161,7 MWh,t
% Número de heliostatos 956
% Eficiencia media de 0.5592
% Valor medio del flujo solar 5.8356e+005
% Potencia total sobre el receptor 1.6170e+008
filas = [0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0];

%%% Proceso iterativo de generación del campo de heliostatos %%%%%%%%%

for j = 1:length(filas)

    % Variable auxiliar, indica cuando recalcular el ángulo azimuthal
    % (número de heliostatos por renglón)
    cambio_radio = 0;

    % Parámetros iniciales del primer bucle
    if j == 1

        % Radio inicial [m]
        radio = rmin;

        % Incremento ángulo azimuth [rad]
        angulo_azimut = 2*tan((DHs/2)/radio);

        % Incremento ángulo azimuth [°]
        angulo_azimut_ang = angulo_azimut*(180/pi);

        % Incremento longitud arco azimuth [m]
        arco_azimut = angulo_azimut*radio;

        % Número de heliostatos por círculo []
        numhel = (2*pi*radio)/arco_azimut;

    % Parámetros iniciales bucles siguientes
    elseif j ~= 1

        % Aproximación inicial del radio [m]
        radio = max(radios) + deltarmin;

        if (radio*angulo_azimut >= 2*DHs)

            % Variable auxiliar, indica cuando recalcular el ángulo

```

```

% azimuthal (número de heliostatos por renglón)
cambio_radio = 1;

% Incremento ángulo azimuth [rad]
angulo_azimut = 2*tan((DHs/2)/radio);

% Incremento ángulo azimuth [°]
angulo_azimut_ang = angulo_azimut*(180/pi);

% Incremento longitud arco azimuth [m]
arco_azimut = angulo_azimut*radio;

% Número de heliostatos por círculo []
numhel = (2*pi*radio)/arco_azimut;

end

end

% Colocación heliostatos en el campo con ángulo azimuthal
equidistante [rad]
% Bucle inicial
if j == 1
    tetha = linspace(0, (2*pi)-(angulo_azimut/2), 2*floor(numhel));
% Bucles siguientes
elseif j ~= 1
    tetha =
linspace((tetha(1)+tetha(3))/2, ((tetha(1)+tetha(3))/2)+(2*pi)-
(angulo_azimut/2), 2*floor(numhel));
end

% Recálculo del incremento de radio para cada heliostato
% Bucle inicial
if j == 1

    for i = 1:2*floor(numhel)

        % El primer renglón de heliostatos tiene el mismo radio
[m]
        radios(i) = radio;

        % Ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la
superficie
        % del heliostato [rad]
        omegainc(i) = 0.5*acos(( ( (THT-(LR/2)-
LH+filas(j))*sin(alfa) )-( radios(i)*sin(tetha(i))*cos(alfa)*sin(A) )-
(radios(i)*cos(tetha(i))*cos(alfa)*cos(A)))/(norm([THT-(LR/2)-
LH+filas(j), radios(i)*cos(tetha(i)), radios(i)*sin(tetha(i))])));

        % Nueva distancia entre el centro del heliostato con el
% receptor de la torre [m]
        dist_hr(i) = sqrt((THT-(LR/2)-LH+filas(j))^2+radios(i)^2);

        % Ángulo del vector desde la superficie del heliostato
hasta el receptor en la torre con la vertical [rad]
        epsilont(i) = acos((THT-(LR/2)-LH+filas(j))/dist_hr(i));

    end
end

```

```

% Bucles siguientes
elseif j ~= 1

    for i = 1:2*floor(numhel)

        %Si hay un nuevo escalón, la variable tiene valor, y todos
        los heliostatos comparten radio
        %Si no hay nuevo escalón, la variable no tiene valor, y se
        suma el valor aproximado de incremento del radio
        if cambio_radio == 1
            radios(i) = radio;
        else
            radios(i) = radios(i)+deltarmin;
        end

        % Distancia entre el centro del heliostato con el receptor
        de la torre [m]
        dist_hr(i) = sqrt((THT-(LR/2)-LH+filas(j))^2+radios(i)^2);

        % Ángulo del vector desde la superficie del heliostato
        hasta el receptor en la torre con la vertical [rad]
        epsilon(i) = acos((THT-(LR/2)-LH+filas(j))/dist_hr(i));

        % Ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la
        superficie del
        % heliostato [rad]
        omegainc(i) = 0.5*acos(( ( THT-(LR/2)-
        LH+filas(j))*sin(alfa) )-( radios(i)*sin(tetha(i))*cos(alfa)*sin(A) )-
        (radios(i)*cos(tetha(i))*cos(alfa)*cos(A)))/(norm([THT-(LR/2)-
        LH+filas(j),radios(i)*cos(tetha(i)),radios(i)*sin(tetha(i))])));

        % Incremento de radio [m]
        deltar(i) = ( (cos(omegainc(i))/cos(epsilon(i))) * (1-
        ((1-fb)*wr)/(2*wr-(sqrt(1+wr^2)+ds)))) ) *LH;

        % Si el incremento de radio es mayor al considerado, se
        modifica
        if deltar(i) >= deltarmin

            % Ajuste de la aproximación al radio [m]
            radios(i) = radios(i) + (deltar(i) - deltarmin);

            % Nueva distancia entre el centro del heliostato con
            el
            % receptor de la torre [m]
            dist_hr(i) = sqrt((THT-(LR/2)-
            LH+filas(j))^2+radios(i)^2);

            % Nuevo ángulo del vector desde la superficie del
            heliostato
            % hasta el receptor en la torre con la vertical [rad]
            epsilon(i) = acos((THT-(LR/2)-
            LH+filas(j))/dist_hr(i));

        end

    end

end

```



```

end

% Una vez obtenidos los radios definitivos, se pasan las
coordenadas de los heliostatos de coordenadas polares a cartesianas
for i = 1:2*floor(numhel)

    % Coordenadas cartesianas de cada heliostato [m]
    x(i) = radios(i)*cos(tetha(i));

    y(i) = radios(i)*sin(tetha(i));

    % Factor de atenuación de cada heliostato []
    if vsbldd == 23
        fat(i) = 0.99326 - (0.1046*dist_hr(i)/1000) +
(0.017*(dist_hr(i)/1000)^2) - (0.002845*(dist_hr(i)/1000)^3);
    elseif vsbldd == 5
        fat(i) = 0.98707 - (0.2748*dist_hr(i)/1000) +
(0.03394*(dist_hr(i)/1000)^2);
    else
        fat(i) = 1;
    end

    %Eficiencia de cada heliostato []
    eficiencia(i) = cos(omegainc(i))*fb*fsp*fat(i);

    %Variables auxiliares para el cálculo de alfat(i) []
    aux1_alfat = [-1,0];
    aux2_alfat = [-x(i),-y(i)];

    %Ángulo del vector desde la superficie del heliostato hasta el
    %receptor en la torre con la horizontal sentido sur [rad]
    if y(i) < 0
        alfat(i) = (2*pi) - acos ( (aux1_alfat*aux2_alfat') /
(norm(aux1_alfat)*norm(aux2_alfat)) );
    else
        alfat(i) = acos ( (aux1_alfat*aux2_alfat') /
(norm(aux1_alfat)*norm(aux2_alfat)) );
    end

end

for i = 1:2*floor(numhel)

    % Variables auxiliares para el cálculo de n(i) []
    aux_t_vectorn = [x1-x(i),y1-y(i),THT-(LR/2)-LH+filas(j)];

    aux_s_vectorn = [cos(alfa)*cos(A),cos(alfa)*sin(A),sin(alfa)];

    % Vértor normal a la superficie del heliostato []
    vectorn = (aux_t_vectorn + aux_s_vectorn) /
norm(aux_t_vectorn+aux_s_vectorn);

    % Variables auxiliares para el cálculo de alfat(i) []
    aux1_alfan = [-1,0];
    aux2_alfan = [vectorn(1),vectorn(2)];

    % Ángulo del vector desde la superficie del heliostato hasta
el sol

```

```

        % con la horizontal sentido sur [rad]
        if y(i) < 0
            alfan(i) = (2*pi) - acos ( (aux1_alfan*aux2_alfan') /
(norm(aux1_alfan)*norm(aux2_alfan)) );
        else
            alfan(i) = acos ( (aux1_alfan*aux2_alfan') /
(norm(aux1_alfan)*norm(aux2_alfan)) );
        end

        % Variables auxiliares para el cálculo de alfat(i) []
        aux1_epsilononn = [0,0,1];

        % Ángulo del vector desde la superficie del heliostato hasta
el sol
        % con la vertical [rad]
        epsilononn(i) = acos ( (vectorn*aux1_epsilononn') /
(norm(vectorn)*norm(aux1_epsilononn)) );

    end

    % Coordenadas cartesianas
    sv_x = zeros(floor(numhel),1);
    sv_y = zeros(floor(numhel),1);

    % Coordenadas polares
    sv_radios = zeros(floor(numhel),1);
    sv_tetha = zeros(floor(numhel),1);

    % Eficiencia
    sv_efi = zeros(floor(numhel),1);

    % Ángulo de incidencia
    sv_omegainc = zeros(floor(numhel),1);

    % Ángulos posición del espejo
    sv_epsilonont = zeros(floor(numhel),1);
    sv_epsilononn = zeros(floor(numhel),1);
    sv_alfat = zeros(floor(numhel),1);
    sv_alfan = zeros(floor(numhel),1);

    % Factor de atenuación
    sv_fat = zeros(floor(numhel),1);

    % Distancia heliostato receptor
    sv_disthr = zeros(floor(numhel),1);

    % Variación del punto de enfoque
    sv_enfoque = zeros(floor(numhel),1);

    % Selección de los valores correspondientes a cada heliostato
calculado
    for i = 1:floor(numhel)

        sv_x(i) = x((i*2)-1);
        sv_y(i) = y((i*2)-1);

        sv_radios(i) = radios((i*2)-1);
        sv_tetha(i) = tetha((i*2)-1);
    end

```

```

sv_efi(i) = eficiencia((i*2)-1);

sv_omegainc(i) = omegainc((i*2)-1);

sv_epsilonont(i) = epsilonont((i*2)-1);
sv_epsilononn(i) = epsilononn((i*2)-1);
sv_alfat(i) = alfat((i*2)-1);
sv_alfan(i) = alfan((i*2)-1);

sv_fat(i) = fat((i*2)-1);

sv_disthr(i) = dist_hr((i*2)-1);

sv_enfoque(i) = j;

end

% Almacenaje de coordenadas cartesianas y eficiencia de cada
heliostato
% Sólo se guardan los registros válidos
if j == 1

    save_x = sv_x;
    save_y = sv_y;

    save_radios1 = sv_radios;
    save_tetha1 = sv_tetha;

    save_efi = sv_efi;

    save_omegainc1 = sv_omegainc;

    save_epsilonont1 = sv_epsilonont;
    save_epsilononn1 = sv_epsilononn;
    save_alfat1 = sv_alfat;
    save_alfan1 = sv_alfan;

    save_fat1 = sv_fat;

    save_disthr1 = sv_disthr;

    save_enfoque = sv_enfoque;

elseif j ~= 1

    save_x = [save_x;sv_x];
    save_y = [save_y;sv_y];

    save_radios1 = [save_radios1;sv_radios];
    save_tetha1 = [save_tetha1;sv_tetha];

    save_efi = [save_efi;sv_efi];

    save_omegainc1 = [save_omegainc1;sv_omegainc];

```

```

    save_epsilon_t1 = [save_epsilon_t1;sv_epsilon_t];
    save_epsilon_nn1 = [save_epsilon_nn1;sv_epsilon_nn];
    save_alfa_t1 = [save_alfa_t1;sv_alfa_t];
    save_alfa_nn1 = [save_alfa_nn1;sv_alfa_nn];

    save_fat1 = [save_fat1;sv_fat];

    save_disthr1 = [save_disthr1;sv_disthr];

    save_enfoque = [save_enfoque;sv_enfoque];

end

% Reinicio contenedor de variables cartesianas
clear x;
clear y;

end

%%% Gráfico 1 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Inicialización gráfico
figure(1); hold on;

% Punto central
plot(x1,y1,'ks');

% Líneas de referencia
angle=linspace(0,2*pi-(1/80),80);
for i = 50:50:400
    aux1_grafical = cos(angle)*i+x1;
    aux2_grafical = sin(angle)*i+y1;
    plot(aux1_grafical,aux2_grafical,'b.:','MarkerSize',2);
end

% Heliostatos
heliostatos = 0;
for i = 1:length(save_x);
    % Gráfica
    plot_circunference(DHs/2, save_x(i), save_y(i));
    plot(save_x(i),save_y(i),'m.');
    % Contador de heliostatos
    heliostatos = heliostatos + 1;
end

% Textos y ejes
title('Campo de heliostatos');
xlabel('Longitud, eje norte(+) sur(-) [m]');
ylabel('Longitud, eje este(-) oeste(+) [m]');
axis equal;
axis ([-450 450 -450 450]);

% Fin gráfico
hold off;

%%% Gráfica 2 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```

% Inicialización gráfico
figure(2); hold on;

% Punto central
plot(x1,y1,'ks');

% Eficiencia de los heliostatos
for i = 1:length(save_x);
    % Gráfica
    plot_circunference(DHs/2, save_x(i), save_y(i));
    % Colores en función de la eficiencia
    if save_efi(i) >= 0.90
        plot(save_x(i),save_y(i),'r.');
```

% Rojo

```
    elseif save_efi(i) >= 0.85
        plot(save_x(i),save_y(i),'y.');
```

% Amarillo

```
    elseif save_efi(i) >= 0.80
        plot(save_x(i),save_y(i),'g.');
```

% Verde

```
    elseif save_efi(i) >= 0.75
        plot(save_x(i),save_y(i),'b.');
```

% Azul

```
    elseif save_efi(i) >= 0.70
        plot(save_x(i),save_y(i),'c.');
```

% Cyan

```
    elseif save_efi(i) >= 0.65
        plot(save_x(i),save_y(i),'m.');
```

% Magenta

```
    elseif save_efi(i) >= 0.60
        plot(save_x(i),save_y(i),'r.');
```

% Rojo

```
    elseif save_efi(i) >= 0.55
        plot(save_x(i),save_y(i),'y.');
```

% Amarillo

```
    elseif save_efi(i) >= 0.50
        plot(save_x(i),save_y(i),'g.');
```

% Verde

```
    elseif save_efi(i) >= 0.45
        plot(save_x(i),save_y(i),'b.');
```

% Azul

```
    elseif save_efi(i) >= 0.40
        plot(save_x(i),save_y(i),'c.');
```

% Cyan

```
    elseif save_efi(i) >= 0.35
        plot(save_x(i),save_y(i),'m.');
```

% Magenta

```
    elseif save_efi(i) >= 0.30
        plot(save_x(i),save_y(i),'r.');
```

% Rojo

```
    elseif save_efi(i) >= 0.25
        plot(save_x(i),save_y(i),'y.');
```

% Amarillo

```
    elseif save_efi(i) >= 0.20
        plot(save_x(i),save_y(i),'g.');
```

% Verde

```
    elseif save_efi(i) >= 0.15
        plot(save_x(i),save_y(i),'b.');
```

% Azul

```
    elseif save_efi(i) >= 0.10
        plot(save_x(i),save_y(i),'c.');
```

% Cyan

```
    elseif save_efi(i) >= 0.05
        plot(save_x(i),save_y(i),'m.');
```

% Magenta

```
    end
end

% Textos y ejes
title('Campo de heliostatos por eficiencia');
xlabel('Longitud, eje norte(+) sur(-) [m]');
ylabel('Longitud, eje este(-) oeste(+) [m]');
axis equal;
axis ([-450 450 -450 450]);

% Fin gráfico
hold off;

```

```

%%% Distribución del flujo solar en el receptor %%%%%%%%%%%%%%%

% Generación campo del receptor
ygeneral = linspace(0,LR,180); % Longitud altura
xgeneral = linspace(0,pi*DR,360); % Longitud base
[Xgeneral,Ygeneral] = meshgrid(xgeneral,ygeneral); % Malla

% Variable que almacena el valor del flujo
fluxsumados = zeros(size(Xgeneral));

for helo_zb = 1:heliostatos

    % Generación campo del receptor de un heliostato
    yreceptor = linspace(-LR/2,LR/2,180);

    angulocirculo = linspace(0,(2*pi)-((2*pi)/360),360);

    for i=1:length(angulocirculo)

        % Vector auxiliar
        auxiliar1 = [save_x(helo_zb)-(DR/2)*cos(angulocirculo(i))
        ,save_y(helo_zb)-(DR/2)*sin(angulocirculo(i))];

        % Vector auxiliar
        auxiliar2 = [x1-(DR/2)*cos(angulocirculo(i)),y1-(
        (DR/2)*sin(angulocirculo(i))];

        % Vector auxiliar
        auxiliar3 = [x1-save_x(helo_zb),y1-save_y(helo_zb)];

        % Vector auxiliar
        angulo_auxiliar2y3(i) = acos ( (auxiliar2*auxiliar3') /
        (norm(auxiliar2)*norm(auxiliar3)) );

        % Vector auxiliar
        angulo_centrocirculohelio(i) = acos ( (auxiliar1*auxiliar2') /
        (norm(auxiliar1)*norm(auxiliar2)) );

        % Hay que buscar la posición en el vector angulo_centrocirculohelio
        % correspondiente al ángulo de incidencia, es decir, donde el
        valor
        % sea 180°, es decir, pi
        angulo_centrocirculohelio2(i) = abs(angulo_centrocirculohelio(i) -
        pi);

        % Vector que guarda las alturas sobre el plano
        auxiliar_alturaenlinea(i) = (save_radios1(helo_zb)-(DR/2)) *
        (DR/2) * (1/save_radios1(helo_zb)) * (sin(angulo_auxiliar2y3(i)));

    end

    % Se busca el ángulo de valor mínimo que se encuentra en el vector
    % angulo_centrocirculohelio2, y su posición en el vector
    [angulomin_centrocirculohelio2,ind] =
    min(angulo_centrocirculohelio2);

```

```

    % Obtención de 180 valores, centrados en el valor de la variable
ind
indicesdevectores = sacarvectorind(ind);

xreceptor = abs(auxiliar_alturaenlinea(indicesdevectores));

for i = 92:1:180
    xreceptor(i) = -xreceptor(i);
end

% Generación red del receptor para un heliostato donde evaluar el
flujo
[Xreceptor,Yreceptor] = meshgrid(xreceptor,yreceptor);

% Jacobiano
J = (1 - cos(save_omegaincl(helo_zb)))^2;

% Ángulo incidencia sobre el receptor
if save_alfat1(helo_zb) == 0
    cosrec = cos(save_epsilon1(helo_zb));
else
    cosrec = cos(save_epsilon1(helo_zb));
end

% Función de concentración en el plano receptor
C = cos(save_omegaincl(helo_zb))*(cosrec^2) / J;

% Coseno incidente de los rayos reflejados sobre el plano receptor
sigmae = sqrt( save_disthr1(helo_zb)^2 * ( sigmat^2 + sigmar^2 +
sigmas^2*(1 - (cos(save_omegaincl(helo_zb)))^2 )) );

% Ángulo alfant
alfant = save_alfan1(helo_zb) - save_alfat1(helo_zb);

% Ángulo de rotación theta: de plano heliostato a plano imagen
giro_theta = 0;

% Ángulo de rotación tau: de plano imagen a plano receptor
giro_tau = 0;

% Coordenada x en el receptor
xprimar = xreceptor*cos(giro_theta-giro_tau) +
yreceptor*sin(giro_theta-giro_tau);

% Coordenada y en el receptor
yprimar = -xreceptor*sin(giro_theta-giro_tau) +
yreceptor*cos(giro_theta-giro_tau);

% Coordenada xi en el receptor
xir = xprimar / sqrt(2)*sigmae/(sqrt(cosrec));

% Coordenada eta en el receptor
etar = yprimar / sqrt(2)*sigmae/(sqrt(cosrec));

% Tamaño laterales del heliostato
lw = LH;
lh = LH*wr;

```



```

% Tamaño laterales del heliostato en el plano receptor
lw2 = sqrt(J / cosrec)*lw;
lh2 = sqrt(J / cosrec)*lh;

% Parámetros
a1r = lw2 / ( 2*sqrt(2)*sigmae/(sqrt(cosrec)));
a2r = lh2 / ( 2*sqrt(2)*sigmae/(sqrt(cosrec)));

% Distribución del flujo solar sobre el receptor
% Desplazamiento vertical modificando xir+distancia
% Para subir donde se apunta xir-distancia_subida
% Para bajar donde se apunta xir+distancia_bajada
% Desplazamiento horizontal modificando etar+distancia
flux = C*rho*Id*save_fat1(helo_zb)*AmAh*(funcionh(xir,-
a1r,a1r)*funcionh(etar,-a2r,a2r));

% Ángulo de colocación del plano local sobre el plano global
receptor
alt_colocar = round((180/LR)*filas(save_enfoque(helo_zb)));

% Desplazamiento plano local sobre el plano global receptor
flux = desplazarmatrices(flux,alt_colocar);

% Cálculo posición plano local sobre el plano global superior
if save_tethal(helo_zb) >= 4*pi
    ang_colocar = (save_tethal(helo_zb)-4*pi)*360/(2*pi);
elseif save_tethal(helo_zb) >= 2*pi
    ang_colocar = (save_tethal(helo_zb)-2*pi)*360/(2*pi);
else
    ang_colocar = save_tethal(helo_zb)*360/(2*pi);
end

ang_colocar = roundn(ang_colocar-90,0);

if ang_colocar <= 0
    ang_colocar = ang_colocar + 360;
end

% Suma del plano local del flujo sobre el plano global superior
fluxsumados = sumarmatrices(fluxsumados,flux,ang_colocar);

% Inicialización variable auxiliar flux
clear flux;

end

%%% Gráfico 4 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Inicialización gráfico
figure(4);

% Gráfica
surf(Xgeneral,Ygeneral,fluxsumados);
% shading interp;
shading flat;
% axis ([0 pi*DR 0 LR 0 1000])

```

```

% Textos y ejes
hold on;
title('Superficie receptor, vista general');
xlabel('Longitud horizontal [m]');
ylabel('Longitud vertical [m]');
zlabel('Flujo solar [W/m2]');

% Fin gráfico
hold off;

%%% Gráfico 5 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Inicialización gráfico
figure(5); hold on;

% Gráfica
contour(Xgeneral,Ygeneral,fluxsumados,50);
shading flat;

% Textos y ejes
title('Superficie receptor, vista líneas de contorno');
xlabel('Longitud horizontal [m]');
ylabel('Longitud vertical [m]');
axis equal;
% axis ([0 pi*DR 0 LR 0 1000])

% Fin gráfico
hold off;

%%% Gráfico 6 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% % Inicialización gráfico
% figure(6); hold on;
%
% % Punto central
% plot(x1,y1,'ks');
%
% % Eficiencia de los heliostatos
% for i = 1:length(save_x);
%     % Gráfica
%     plot_circunference(DHs/2, save_x(i), save_y(i));
%     % Colores en función de la eficiencia
%     if cos(save_omegaincl(i)) >= 0.95
%         plot(save_x(i),save_y(i),'m. '); % Magenta
%     elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.90
%         plot(save_x(i),save_y(i),'r. '); % Rojo
%     elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.85
%         plot(save_x(i),save_y(i),'y. '); % Amarillo
%     elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.80
%         plot(save_x(i),save_y(i),'g. '); % Verde
%     elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.75
%         plot(save_x(i),save_y(i),'b. '); % Azul
%     elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.70
%         plot(save_x(i),save_y(i),'c. '); % Cyan
%     elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.65
%         plot(save_x(i),save_y(i),'m. '); % Magenta
%     elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.60
%         plot(save_x(i),save_y(i),'r. '); % Rojo

```

```

% elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.55
%     plot(save_x(i),save_y(i),'y. '); % Amarillo
% elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.50
%     plot(save_x(i),save_y(i),'g. '); % Verde
% elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.45
%     plot(save_x(i),save_y(i),'b. '); % Azul
% elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.40
%     plot(save_x(i),save_y(i),'c. '); % Cyan
% elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.35
%     plot(save_x(i),save_y(i),'m. '); % Magenta
% elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.30
%     plot(save_x(i),save_y(i),'r. '); % Rojo
% elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.25
%     plot(save_x(i),save_y(i),'y. '); % Amarillo
% elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.20
%     plot(save_x(i),save_y(i),'g. '); % Verde
% elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.15
%     plot(save_x(i),save_y(i),'b. '); % Azul
% elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.10
%     plot(save_x(i),save_y(i),'c. '); % Cyan
% elseif cos(save_omegaincl(i)) >= 0.05
%     plot(save_x(i),save_y(i),'m. '); % Magenta
% else
%     plot(save_x(i),save_y(i),'b. '); % Negro
% end
% end
%
% % Textos y ejes
% title('Campo de heliostatos, efecto del coseno');
% xlabel('Longitud, eje norte(+) sur(-) [m]');
% ylabel('Longitud, eje este(-) oeste(+) [m]');
% axis equal;
% axis ([-450 450 -450 450]);
%
% % Fin gráfico
% hold off;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% % Inicialización gráfico
% figure(6); hold on;
%
% % Punto central
% plot(x1,y1,'ks');
%
% % Eficiencia de los heliostatos
% for i = 1:length(save_x);
%     % Gráfica
%     plot_circunference(DHs/2, save_x(i), save_y(i));
%     % Colores en función de la eficiencia
%     if save_fat1(i) >= 0.95
%         plot(save_x(i),save_y(i),'m. '); % Magenta
%     elseif save_fat1(i) >= 0.90
%         plot(save_x(i),save_y(i),'r. '); % Rojo
%     elseif save_fat1(i) >= 0.85
%         plot(save_x(i),save_y(i),'y. '); % Amarillo
%     elseif save_fat1(i) >= 0.80
%         plot(save_x(i),save_y(i),'g. '); % Verde
%     elseif save_fat1(i) >= 0.75
%         plot(save_x(i),save_y(i),'b. '); % Azul

```

```

% elseif save_fat1(i) >= 0.70
%     plot(save_x(i),save_y(i),'c. '); % Cyan
% elseif save_fat1(i) >= 0.65
%     plot(save_x(i),save_y(i),'m. '); % Magenta
% elseif save_fat1(i) >= 0.60
%     plot(save_x(i),save_y(i),'r. '); % Rojo
% elseif save_fat1(i) >= 0.55
%     plot(save_x(i),save_y(i),'y. '); % Amarillo
% elseif save_fat1(i) >= 0.50
%     plot(save_x(i),save_y(i),'g. '); % Verde
% elseif save_fat1(i) >= 0.45
%     plot(save_x(i),save_y(i),'b. '); % Azul
% elseif save_fat1(i) >= 0.40
%     plot(save_x(i),save_y(i),'c. '); % Cyan
% elseif save_fat1(i) >= 0.35
%     plot(save_x(i),save_y(i),'m. '); % Magenta
% elseif save_fat1(i) >= 0.30
%     plot(save_x(i),save_y(i),'r. '); % Rojo
% elseif save_fat1(i) >= 0.25
%     plot(save_x(i),save_y(i),'y. '); % Amarillo
% elseif save_fat1(i) >= 0.20
%     plot(save_x(i),save_y(i),'g. '); % Verde
% elseif save_fat1(i) >= 0.15
%     plot(save_x(i),save_y(i),'b. '); % Azul
% elseif save_fat1(i) >= 0.10
%     plot(save_x(i),save_y(i),'c. '); % Cyan
% elseif save_fat1(i) >= 0.05
%     plot(save_x(i),save_y(i),'m. '); % Magenta
% end
% end
%
% % Textos y ejes
% title('Campo de heliostatos, factor de atenuación');
% xlabel('Longitud, eje norte(+) sur(-) [m]');
% ylabel('Longitud, eje este(-) oeste(+) [m]');
% axis equal;
% axis ([-450 450 -450 450]);
%
% % Fin gráfico
% hold off;

%%% Resultados %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Mostrar número de heliostatos utilizados
disp('Número de heliostatos');
disp(heliostatos);

% Eficiencia media
disp('Eficiencia media del campo de heliostatos');
disp(mean(save_efi));

% Valor medio flujo solar sobre el receptor
disp('Valor medio flujo solar sobre el receptor W/m2');
disp((mean(mean(fluxsumados))));

% Potencia total del receptor
disp('Potencia total sobre el receptor W');
disp(mean(mean(fluxsumados)) * (LR*pi*DR));

```

```

##### FIN #####
#####

```

```

#####
##### FIN #####
#####

```

#### Archivo “desplazarmatrices.m”

```

function salida = desplazarmatrices(X,Z)

[filasX,columnasX] = size(X);

if (Z > 0)

    for j = 1:1:Z
        if j == 1          % Primer parseo
            for i = 1:1:filasX-1
                A(i,:) = X(i+1,:);          % Se copia la fila inferior
            end
            A(filasX,:)=A(filasX-1,:);
        else
            for i = 1:1:filasX-1
                A(i,:) = A(i+1,:);
            end
            A(filasX,:)=A(filasX-1,:);
        end
    end

    salida = A;
    return

elseif (Z == 0)

    salida = X;
    return

elseif (Z < 0)

    for j = 1:1:abs(Z)
        if j == 1
            for i = filasX:-1:2
                A(i,:) = X(i-1,:);
            end
            A(1,:) = A(2,:);
        else
            for i = filasX:-1:2
                A(i,:) = A(i-1,:);
            end
            A(1,:) = A(2,:);
        end
    end

    salida = A;
    return

end

```

```
end
```

#### Archivo “funcionh.m”

```
function a = funcionh(X1,Y1,Y2)

% FUNCIÓN H
%   funcionh(x, a, c)
%   Combinación de la función de error estándar erf(x)

a = 0.5 * ( erf(X1-Y1) - erf(X1-Y2) );

end
```

#### Archivo “funcionph.m”

```
function a = funcionph(X1,Y1,Y2)

a = 0.5 * ( (X1+Y1)*erf(X1+Y1) + (1/sqrt(pi))*exp(-(X1+Y1)^2) - (X1-
Y2)*erf(X1-Y2) - (1/sqrt(pi))*exp(-(X1-Y2)^2) );

end
```

#### Archivo “plot\_circunference.m”

```
function plot_circunference(R, X0, Y0)

% PLOT_CIRCUNFERENCE
%   plot_circunference(R, X0, Y0, N)   Dibuja una circunferencia
%
%   R: radio de la circunferencia
%   X0: coordenada de abcisas del centro de la circunferencia
%   Y0: coordenada de ordenadas del centro de la circunferencia
%   N: número de puntos de la representación

angle=linspace(0,2*pi-(1/20),20);

X=cos(angle)*R+X0;
Y=sin(angle)*R+Y0;

plot(X,Y, '-k', 'MarkerSize', 2)
axis equal

end
```

#### Archivo “round.m”

```
function [x,msg] = roundn(x,n)

%ROUNDN   Rounds input data at specified power of 10
%
%   y = ROUNDN(x) rounds the input data x to the nearest hundredth.
```

```

%
% y = ROUNDN(x,n) rounds the input data x at the specified power
% of tens position. For example, n = -2 rounds the input data to
% the 10E-2 (hundredths) position.
%
% [y,msg] = ROUNDN(...) returns the text of any error condition
% encountered in the output variable msg.
%
% See also ROUND

% Copyright 1996-1998 by Systems Planning and Analysis, Inc. and The
% MathWorks, Inc.
% Written by: E. Byrns, E. Brown
% $Revision: 1.7 $ $Date: 1998/08/10 17:48:04 $

msg = []; % Initialize output

if nargin == 0
    error('Incorrect number of arguments')
elseif nargin == 1
    n = -2;
end

% Test for scalar n

if max(size(n)) ~= 1
    msg = 'Scalar accuracy required';
    if nargin < 2; error(msg); end
    return
elseif ~isreal(n)
    warning('Imaginary part of complex N argument ignored')
    n = real(n);
end

% Compute the exponential factors for rounding at specified
% power of 10. Ensure that n is an integer.

factors = 10 ^ (fix(-n));

% Set the significant digits for the input data

x = round(x * factors) / factors;

```

#### Archivo "sacarvectorind.m"

```

function a = sacarvectorind(ind)

for i = 1:1:180
    a(i) = ind - 91 + i;
    if a(i) <= 0
        a(i) = a(i) + 360;
    end
    if a(i) >= 361
        a(i) = a(i) - 360;
    end
end
end

```



end

#### Archivo "sumarmatrices.m"

```
function A = sumarmatrices(X,Y,Z)

[filasX,columnasX] = size(X);

[filasY,columnasY] = size(Y);

if (Z-1 + columnasY) <= columnasX
    for ii = Z:1:(Z-1+columnasY)
        for jj = 1:1:filasX
            X(jj,ii) = X(jj,ii) + Y(jj,ii-Z+1);
        end
    end
elseif (Z-1 + columnasY) > columnasX
    sobran = columnasY+Z-columnasX-1;

    for ii = Z:1:(Z-1+columnasY-sobran)
        for jj = 1:1:filasX
            X(jj,ii) = X(jj,ii) + Y(jj,ii-Z+1);
        end
    end

    for ii = 1:1:sobran
        for jj = 1:1:filasX
            X(jj,ii) = X(jj,ii) + Y(jj,columnasY-sobran+ii);
        end
    end

end

A = X;

end
```